

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
Методы борьбы и защиты промышленных трубопроводов от внутренней коррозии на Советско-Соснинском нефтяном месторождении (Томская область)	

УДК 622.692.4:620.193:622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2БЗС1	Нарзьев Александр Михайлович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф. - м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
з-2БЗС1	Нарзаяев Александр Миайлович

Тема работы:

Методы борьбы и защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии на Советско-Соснинском нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1219/с от 22.02.2018г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Анализ экономической эффективности методов повышения эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов, борьбы с коррозией.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Виды коррозии и факторы влияющие на неё; методы противокоррозионной защиты трубопроводов; особенности защиты нефтепромыслового трубопроводов при эксплуатации нефтяных и газовых скважин; требования к антикоррозионной защите оборудования при эксплуатации скважин; обзор влияния коррозии на фонд добывающих скважин Советско-Соснинском нефтяном месторождении (Томская область); защита нефтепромыслового оборудования от коррозии на Советско-Соснинском нефтяном месторождении (Томская область); анализ ингибиторов коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования для геологических условий Западной Сибири; анализ методов по борьбе с внутренней коррозией, расчет внедрение нового метода защиты промыслового

	трубопровода.
--	---------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Ассистент, Макашева Юлия Сергеевна
«Социальная ответственность»	Ассистент, к.т.н. Задорожная Татьяна Анатольевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Проблемы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования при добыче нефти и газа

Современный практический подход к защите нефтепромыслового оборудования от коррозионной агрессивности

Социальная ответственность

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			18.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2БЗС1	Нарзиев Александр Михайлович		18.02.2018

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 90 с., 14 рисунков, 9 таблиц, 15 источников.

Ключевые слова: коррозия, эксплуатация трубопроводов, методы борьбы с внутренней коррозией, повышение эксплуатационных свойств, нефть и нефтепродукты, промысловые трубопроводы.

Объектом исследования являются: промысловые трубопроводы Советско-Соснинского нефтяного месторождения в Томской области.

Методы исследования: теоретический анализ, изучение материалов научных, периодических изданий, нормативно-правовой документации по тематике, сравнительный анализ.

Цель работы: работы состоит в исследовании методов защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии на Советско-Соснинском нефтяном месторождении в Томской области.

В процессе исследования проводился: анализ методов по борьбе с внутренней коррозией, расчет внедрение нового метода защиты промыслового трубопровода. Проведено экономическое обоснование внедрения данного предложения в практическую деятельность.

Результаты исследования: Проанализированы методы по борьбе с внутренней коррозией промысловых трубопроводов, на примере: Советско-Соснинском нефтяном месторождении в Томской области. Был проведен анализ механизма возникновения коррозии на промысловых нефтепроводах, проанализированы проблемы, возникающие на месторождении, возникающие при эксплуатации промысловых трубопроводов, предоставлены рекомендации по использованию методов по борьбе с внутренней коррозией.

Основные конструктивные технологические и технико-эксплуатационные характеристики: выявление эффективных методов борьбы

с внутренней коррозией промысловых трубопроводов Советско-Соснинском нефтяном месторождении в Томской области.

Степень внедрения: применение ингибиторов коррозии для защиты промысловых трубопроводов Советско-Соснинском нефтяном месторождении в Томской области применяются для минимизации экономических потерь от аварий и инцидентов (порывов) промысловых трубопроводов, обусловленных их внутренней коррозией; повышения надежности эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов, увеличение сроков службы нефтепромысловых трубопроводов; улучшения экологической обстановки на территории нефтяных промыслов; обеспечение контроля за рациональным использованием ингибиторов коррозии.

Область применения: промысловые трубопроводы и оборудования.

Экономическая эффективность/значимость работы: Экономический эффект от применения ингибиторной защиты достигается за счет увеличения межремонтного периода и уменьшения количества порывов

В будущем планируется применение проанализированных методов по борьбе с внутренней коррозией промысловых трубопроводов на других месторождениях компании АО «Томскнефть».

Обозначения и сокращения

ТС – трубопроводная система

КС – компрессорная станция

ПТ – промысловые трубопроводы

СМР – строительно-монтажные работы

УВ – углеводороды

ПЗ – проектная защита

МН – магистральный нефтепровод

РА – риск аварии

Содержание

Введение	8
1. Аналитический обзор.....	10
2. Общие сведения о месторождении.....	14
3. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	16
3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	16
3.2 Тектоника.....	19
3.3 Геолого-физическая характеристика пластов.	20
3.4 Нефтегазоносность продуктивных пластов	27
3.5 Характеристика коллекторов продуктивных пластов.....	41
3.6 Физико-химические свойства и состав пластовых флюидов. Свойства пластовых вод.	43
4. Защита промысловых трубопроводов от внутренней коррозии на Советско- Соснинском нефтяном месторождении	52
4.1 Коррозия металлов.....	52
4.2 Виды коррозии металлов.....	53
4.3 Механизм возникновения электрохимической коррозии.....	55
4.4 Способы защиты трубопроводов от внутренней коррозии	56
4.5 Ингибиторы коррозии	58
4.6 Применение ингибиторов на месторождении.....	64
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	74
6. Социальная ответственность	81
Заключение	87
Список использованных источников	89

Введение

Россия является важным поставщиком энергии, поскольку она обладает крупнейшими в мире запасами углеводородов и является одним из крупнейших в мире экспортеров. Между компаниями по добыче нефти и потребителя находится важнейшее звено – это трубопроводные системы. С течением определенного времени при длительной эксплуатации трубопроводов они подвергаются процессам коррозии, как внутри, так и снаружи [6].

На объектах трубопровода ежегодно бывают десятки крупнейших аварий, приводящих к загрязнению окружающей среды, снижению экономических показателей. Когда нефтяная компания перекачивает сырую нефть из грунта, она также может откачивать горячую смесь воды, двуокиси углерода, серы и микроорганизмов. Если достаточное количество этих загрязняющих веществ собирается в стальной трубе, они могут создавать почвенный электролит, приводящий к коррозии труб. Проблемы могут возникать на участках трубопровода, которые работают при более низких давлениях. Как только водянистая грязь образуется в одной части трубы, естественный процесс коррозии ускоряется. Сырая нефть также может служить питательной средой для анаэробных бактерий, которые образуют слизистые серосодержащие колонии внутри трубы [9].

Проблемы транспортировки нефти, которые связаны с эксплуатацией устаревшего оборудования, могут быть кардинально решены путем замены на новое оборудование, но данное решение нуждается в больших капитальных затратах и трудно реализуется за короткий промежуток времени. Было бы слишком дорого строить трубопроводы из нержавеющей стали. Компании могут промывать свои трубопроводы различными химикатами, которые создают мягкую защитную пленку на внутренних поверхностях. Они также могут вымыть их биоцидом для уничтожения

продуцирующих серу бактерий, могут использовать ультразвук для измерения толщины стенок трубы, проводить тесты на коррозию.

Промысловые трубы представляют собой систему технологических трубопроводов для транспортирования нефти, в современное время их изготавливают из разнообразных марок черной конструкционной и углеродистой стали. Рабочие характеристики регламентированы ГОСТ Р 53580-2009, также распространяется действие других государственных и отраслевых стандартов, строительных норм и правил. Нанесенное заранее антикоррозийное покрытие позволяет уменьшить время и затраты на монтаж такой системы.

Цель работы состоит в анализе методов защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии на Советско-Соснинском нефтяном месторождении в Томской области.

Задачи работы состоят в следующем.

1. Предоставить аналитический обзор по методам защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии.
2. Рассмотреть общие сведения о месторождении и предоставить геолого-физическую характеристику продуктивных пластов месторождения.
4. Рассмотреть понятие коррозии металлов, его виды, механизм возникновения и применение ингибиторов для защиты от коррозии на Советско-Соснинском нефтяном месторождении в Томской области.
5. Рассмотреть систему управления, финансовые расчеты и вопросы социальной ответственности на Советско-Соснинском нефтяном месторождении в Томской области.

Объектом данного исследования является Советско-Соснинское нефтяное месторождение в Томской области.

1. Аналитический обзор

Авторами научной статьи «Опыт защиты от коррозии скважин при добыче углеводородной продукции с высоким содержанием сероводорода и диоксида углерода» Ляшенко А.В., Жирновым Р. А. изложены основные результаты разработанной и внедренной технологии защиты газоконденсатных скважин Астраханского газоконденсатного месторождения с большим содержанием сероводорода и диоксида углерода путем закачки высокомолекулярного ингибитора коррозии в призабойную зону пласта [2].

Для труб газонефтяного сортамента, из которых как правило скомпонованы обсадные и эксплуатационные колонны скважин, самым опасным видом коррозии, которые способны привести к быстрому разрушению металл являются СРН. Предлагаемая технология позволила обеспечить защиту подземного оборудования и насосно- компрессорных труб, которые были изготовлены из низколегированной углеродистой стали С-90, С -95 по API 5СТ. Были проанализированы основные проблемы применяемой технологии и даны методические рекомендации по повышению эффективности ингибиторной защиты скважин АГКМ.

Исследования реологических свойств нефти проводились на прямом и обратном ходе вискозиметра с измерительным инструментом «цилиндр - цилиндр». Сводился к последовательному дискретному созданию скоростей сдвига прямой ход, начиная от минимальной и заканчивая наибольшей. Прямой ход соответствует пусковым режимам работы трубопровода, когда имеет место постепенное разрушение внутренних связей или структурных форм в нефти при увеличении скорости движения [8].

А соответственно обратный ход отвечает случаям существования разрушенных внутренних связей и соответствует стационарным режимам работы трубопровода. Обратный ход сводился к последовательному

дискретному созданию скоростей движения, начиная с наибольшей и заканчивая наименьшей.

Если рассматриваемая жидкость при какой-либо температуре имеет склонность к структурообразованию, то соответственно реограммы прямого и обратного хода не совпадают.

Поскольку вязкость всех сортов нефти с повышением температуры не снижается, то технология, в которой вся нефть транспортируется в горячем состоянии, является естественным. При горячей прокачке нефть нагревается на головной станции, а насосы подают ее в трубопровод. С этой целью определенное количество нефти сжигается в специальных печах, в которых есть теплообменники. Часть потока нефти через эти печи и на выходе в определенной пропорции смешивается с остальной частью потока [4].

Приготовление горячей воды. Вязкость нефти в этом случае снижается и облегчается прокачка через трубопровод. Конечно, когда структура движется по трубопроводу, температура нефти уменьшается, поэтому его необходимо нагреть на следующем участке.

Рассматриваемые присадки, также обладают высокими ингибирующими свойствами, их эффективность составляет не менее 86%, которые были определены по общепринятой методике «холодного пальца», позволяющей с высокой степенью достоверности провести оценку эффективности реагентов для ингибиторов парафиноотложений для данных конкретных эксплуатационных условий.

В исследовании были применены следующие параметры:

1. «Seraflux-3120», «CF-2145» - депрессорные присадки фирмы Baker Petrolite;
2. «ДН-1» -депрессорная присадка ВНИИСПТнефть;
3. «Servo CW-288» - депрессорная присадка компании «Налко»;
4. «ФЛЭК-ИП-103», «ФЛЭК-ДП-009» -депрессорные присадки фирмы ООО «ФЛЭК» (г. Пермь);

5. «PROCHINOR AP-174» - депрессорная присадка фирмы «АТОФИНА/СЕКА».

Депрессорные присадки «ДН -1» или «Servo CW -288» достаточно хорошо препятствуют росту кристаллов парафина и ослабляют способность к агрегации, поэтому именно они и были рекомендованы для применения при транспортировке нефти.

Взаимовлияние реагентов изучали сравнением действия деэмульгатора в смеси с ингибитором коррозии и без него по объему выделившейся при этом водной фазы при моделировании процесса предварительного сброса воды.

Проведенные исследования позволяют сделать вывод, что применяемый для защиты от коррозии ингибитор «CRW-82275» совместно с деэмульгатором «RP-6522» отрицательного влияния на процесс подготовки нефти не оказывает; остаточная обводненность нефти осталась примерно на том же уровне. Кроме этого, концентрация нефтепродуктов в отводимой воде не увеличилась.

Высокозастывающие нефти представляют сложные реологические системы со специфическими физико-химическими свойствами. В настоящее время не существует депрессорных присадок, которые бы обладали одинаковой эффективностью по отношению к нефти разного химического состава. Необходима оптимизация состава нефти и концентрации депрессорной присадки для достижения максимального снижения температуры застывания системе [7].

Метод фотометрического зеркального отражения в сочетании с методом кривых охлаждения/нагрева в ходе лабораторных исследований за 15-20 минут, может помочь достаточно точно определить термические свойства объекта, например, температура кристаллизации и плавления индивидуальных парафинов, их смесей и углеродов.

Метод зеркального отражения основан на регистрации света, зеркально отраженного от поверхности образца в ходе его нагревания либо охлаждения.

Для решения поставленной задачи в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина был применен прибор «Фазафот», который работает по принципу действия метода зеркального отражения в сочетании с методом кривых охлаждения/нагревания [1].

В плоскодонной колбе с гидроочищенным дизельным топливом произведена была навеска присадки в соотношении 1:1, затем в этой же колбе смесь была подогрета до температуры 60 ± 5 оС и выдержана 15 минут при постоянном перемешивании, готовая присадка затем была охлаждена, добавлена в заданной концентрации к смесям нефти. Температуры застывания чистых нефтей в образцах были изменены. Применение деэмульгатора в смеси с ингибитором коррозии показало хорошие результаты [13].

Проведенные исследования позволяют сделать вывод, что применяемый для защиты от коррозии ингибитор «CRW-82275» совместно с деэмульгатором «RP-6522» отрицательного влияния на процесс подготовки нефти не оказывает; остаточная обводненность нефти осталась примерно на том же уровне. Кроме этого, концентрация нефтепродуктов в отводимой воде не увеличилась.

Авторами научной статьи Рогачевым М.К., Кузьминым М.И., Кондрашовой Н.К., были проведены исследования влияния магнитного поля на скорость коррозии металла и реологические свойства скважинной продукции. Результаты проведенных лабораторных исследований показали увеличение скорости коррозии металла с ростом его остаточной намагниченности с ингибированием и без него на разную величину [3]. Была установлена зависимость влияния магнитного поля на реологические свойства продукции [5].

2. Общие сведения о месторождении

Советско-Соснинское нефтяное месторождение расположено на границе Тюменской и Томской области, в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, было открыто в 1962 году. Советское нефтяное месторождение приурочено к Советскому, Соснинскому, Медведьевскому и Нижневартовскому поднятиям, осложняющим Сосновско-Медведьевский вал Нижневартовского свода.

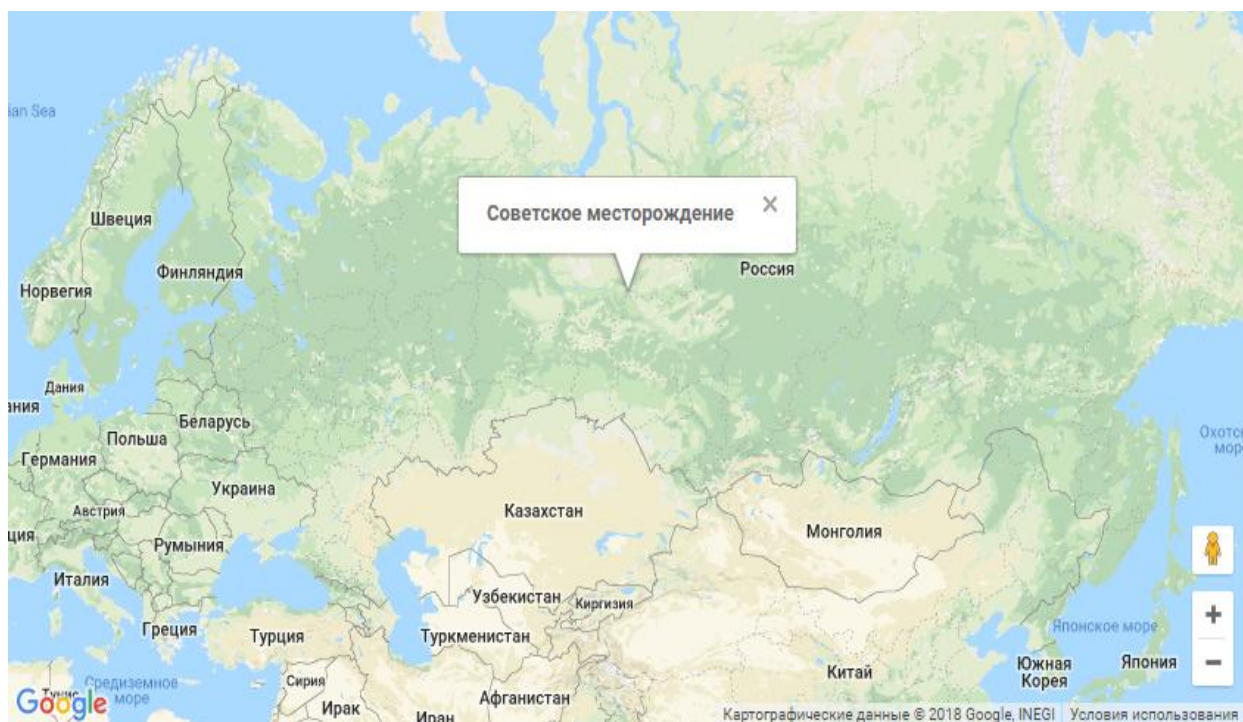


Рисунок 1.1 – Обзорная карта Советско-Соснинского нефтяного месторождения

Нефтегазоносная провинция: Западно-Сибирская;

Тип месторождения: нефтяное;

Местонахождение: Томская область;

Координаты: 60.750000, 77.250000;

Компания: «Томскнефть».

В районе месторождения влажный континентальный климат (климатическая классификация Köppen Dfb), выходящая из субарктической

классификации. Среднегодовая температура составляет $+0,87^{\circ}\text{C}$ ($33,57^{\circ}\text{F}$). Зима тяжелая и продолжительная, а самая низкая зарегистрированная температура в январе 1931 года была -55°C (-67°F). Однако средняя температура в январе составляет от -21°C (-6°F) до -13°C (9°F). Средняя температура в июле составляет $+18,7^{\circ}\text{C}$ ($65,7^{\circ}\text{F}$). Общее количество осадков составляет 568 миллиметров (22,4 дюйма).



Рисунок 1.2 –Советско-Соснинское нефтяное месторождение

Советское месторождение, открытое в 1962 г., приурочено к юго-восточной части Нижневартовского свода, представляет собой антиклинальную складку сложного строения. Большая ось складки, по данным сейсморазведки, имеет дугообразную форму - простирается с юго-юго-востока на северо-северо-запад. Северо-восточное крыло более крутое, чем юго-западное.

Советское месторождение включает девять нефтеносных горизонтов. Два из них - АВj и БВ8 - содержат соответственно 75 % и 22 % запасов и выделены как основные и самостоятельные объекты разработки. Пласт БВ8 разрабатывается с применением внутриконтурного и частично законтурного заводнения, пласт АВi - с применением внутриконтурного заводнения с разрезанием залежи на блоки и трехрядным расположением нефтяных

скважин. Выделенные объекты резко различаются по геолого-промысловой характеристике и показателям разработки. Причем нижняя часть пласта имеет несколько лучшие коллекторские свойства, а верхняя часть представлена чередованием глинистых песчаников и алевролитов.

Специальных исследований по геокриологии не проводилось. Её общая характеристика приводится по данным исследований В.Ф. Белоусова и Б.В. Галактионова [10]

В соответствии с районированием, проведенным упомянутыми исследователями, территория Советского месторождения входит в состав Средне-Обской области, которая включает участок долины р. Обь между р. Иртышом и р. Кетью. В её составе выделяется одноименный район, соответствующий преимущественно субширотной части (колена) долины р. Оби и пойменной зоны.

Криогенными процессами частично затронуты, четвертичные и палеогеновые отложения. Повсеместно прослеживаются надмерзлотный талик, нижняя граница, которого достигает глубины 150-200м. Слой древней реликтовой мерзлоты, распространен в отложениях новомихайловской и атлымской свит, общей толщиной около 150м, представлен разнообразно – от слабобдистых песков с массивной криогенной текстурой до морозопластичных глин.

Температура постоянно стабильная соответствуя точке плавления льда не опускается ниже $-0,1 - 0,2^{\circ}\text{C}$.

Негативных влияний многолетней мерзлоты на процесс и результаты строительства скважин не отмечено.

3. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Границы Советского месторождения совмещаются с контуром нефтенасыщения продуктивного пласта АВ1. Вскрытый разрез характеризуется широким диапазоном пластов (АВ1-М) с

нефтепроявлениями. Продуктивные отложения вскрыты в интервале глубин 1645 - 2700м на всех амплитудно выраженных поднятиях, расположенных на территории месторождения. Попластовое размещение зон нефтенасыщения определилось территориально избирательно: залежи М – Ю2 приурочены к юго-восточной части площади (Медведевское поднятие), БВ4 – БВ6 – северо-западной (Северо - Западное поднятие, БВ6 – Усть-Вахское поднятие), остальные 11 пластов (АВ2 – БВ8) продуктивны в пределах прицентральной части месторождения (Соснинского, Советского поднятия).

Границы залежей пластов определились на основе результатов опробования, эксплуатации, данных промыслово-геофизических исследований краевых скважин, а также структурных построений. Последние для пластов горизонта АВ1, выполнены с учетом сейсмоосновы по отражающему горизонту «М1» (подошва кошайской пачки); аналогично по БВ8 - за основу приняты структурные построения горизонта «Д» (верхняя часть мегионской свиты); при построении структурной поверхности пластов Ю2 и Ю11 – за основу принят отражающий горизонт «Па» (подошва баженовской свиты); для пластов М1 и М0 - структурный план по горизонту «Ф2» (кровля доюрских образований).

При выполнении структурных построений по промежуточным пластам АВ21, АВ22, АВ23, АВ31, АВ32, АВ4 , АВ6, АВ7, АВ80, АВ81, БВ0, БВ1, БВ21, БВ22, БВ3, БВ4, БВ51, БВ52 и БВ6 широко использовались результаты бурения и положение поверхности ближайшего из вышеупомянутых сейсмических горизонтов.

Большая часть пробуренного фонда скважин на месторождении имеет наклонно-направленные профили.

При геометризации залежей использовались сведения практически всех скважин, при построении структурных поверхностей и обосновании ВНК большее предпочтение отдавалось данным скважин с минимальным удлинением (до 50м).

По залежам пластов БВ8 (основная залежь), БВ61, БВ52, БВ3, БВ22, АВ7, АВ6, АВ4, АВ31, АВ22, АВ21, АВ14 и АВ12б+3 условно принималось, что при отсутствии или наличии непроницаемого прослоя толщиной до 1,5м, разделяющего фазы «нефть-вода», ВНК считается «вскрытым».

По пластам: БВ1, БВ0, АВ81, АВ80, АВ32 – ВНК хотя и вскрыт только в единичных скважинах, но подтвержденность результатами опробования и данными ГИС законтурных скважин повышает надежность его определения.

Для залежей БВ8 (юго-западная залежь), БВ4, БВ21 и АВ11+2а, где раздел «нефть-вода» превышает толщину 1,5м ВНК с определенной условностью принят на абсолютной отметке, соответствующей подошве нефтенасыщенной части пласта.

В пластах Ю2, Ю11, БВ51 и АВ23 – ввиду отсутствия контактных скважин условный ВНК принят на абсолютных отметках, соответствующих подошве пласта продуктивных скважин (Ю2, БВ51), или кровле пласта водоносных (Ю11, БВ51); для АВ23 - по середине расстояния между нефтяным и водоносным интервалами.

По пластам М1 и М0 ВНК принят «условно» на абсолютной отметке, соответствующей нижней дыре перфорации продуктивного интервала.

По залежам небольших размеров вышеперечисленных пластов, вскрытых 1-7 скважинами, ВНК, зачастую, принимается «условно» - по подошве нефтенасыщенного пласта или по аналогии с соседней основной, крупной залежью.

Юрские отложения расположены на триасовых отложениях и с эрозией на палеозое или фундаменте. Следует отметить постепенное распространение юрских отложений. Залежи нефти в доюрском комплексе отложений выявлены только на Медведевском поднятии.

Пласт Ю11 стратиграфически приурочен к отложениям верхневасюганской подсвиты верхнего отдела юрской системы. В

соответствии с его продуктивностью в пределах Медведевского поднятия вскрыт 29 скважинами (в т.ч. 3 скв разведочные) на глубинах 2448-2452м.

Покрышкой залежи служат аргиллиты георгиевской, баженовской и мегионской свит, толщиной 100-240м. Литологически пласт Ю11 представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами, при этом песчаники получили преимущественное развитие. В фациальном плане отложения сформированы в прибрежно-морских условиях, при этом основная часть рассматриваемой территории (скв №112р, 119р, 480, 1670, 3507) представляла забаровую лагуну с проявлениями промоин и разрывных течений, способствующих образованию песчаного тела толщиной 0,6-7,7м, в среднем - 3,5м северо-восточного простирания. Из рассматриваемой выборки скважин в 76% случаев пласт представлен монолитом, в остальных расчленен на 1-3 проницаемых пропластка, в среднем 1,3м; толщина непроницаемых слоев изменяется от 0,2 до 4,8м и в среднем равна 0,7; песчанистость изменяется от 0,26 до 1,0, но в среднем определилась высокой 0,83. В зависимости от положения вскрытых промоин эффективные толщины пласта изменяются от 0,6 до 5,3м, в среднем 2,7м. Зона с эффективными толщинами ≥ 3 м составляет около 42% выборки скважин, приурочена к прицентральной части залежи в плане имеет V-образную форму

3.2 Тектоника

Высокая степень разбуренности и сейсмоисследованности большей части краевые зон позволяют с относительно небольшой погрешностью отобразить структурную поверхность продуктивного горизонта. Также определилась относительно небольшая погрешность (± 2 м) зонально поскваженного колебания от принятого среднего уровня поверхности ВНК, (-1651м), как для пласта АВ14, так и для комплекса пластов АВ11-3. Указанная степень погрешности согласуется с точностями измерений по ГИС глубин и возможных (в зависимости от ФЕС выделяемых нефтенасыщенных интервалов) вертикальных размеров переходных зон.

Распределение нефтенасыщенных толщин основной залежи близко к нормальному, средневзвешенное значение равно 14,4м, при этом в пределах ЧНЗ-16,1м, ВНЗ-11,4м.

В пределах ЧНЗ пробурено 427 скв составляют 63,6% выборки. С минимальными величинами показателя ≤ 6 м 5,4% составляют небольшую часть выборки.

Краевая часть водонефтяной зоны, практически неохваченная эксплуатационным бурением, освещена единичными скважинами и характеризуется минимальными (по верхней границе) значениями нефтенасыщенных толщин, преимущественно около 6-10м, редко более.

Залежь пластовая сводовая, геометризуетя тектонически экранированной размеры 9-22кмх35км, высота 50м.

Границы залежей пластов определились на основе результатов опробования, эксплуатации, данных промыслово-геофизических исследований краевых скважин, а также структурных построений. Последние для пластов горизонта АВ1, выполнены с учетом сейсмоосновы по отражающему горизонту «М1» (подошва кошайской пачки); аналогично по БВ8 - за основу приняты структурные построения горизонта «Д» (верхняя часть мегионской свиты); при построении структурной поверхности пластов Ю2 и Ю11 – за основу принят отражающий горизонт «Па» (подошва баженовской свиты); для пластов М1 и М0 - структурный план по горизонту «Ф2» (кровля доюрских образований).

3.3 Геолого-физическая характеристика пластов.

При выполнении структурных построений по промежуточным пластам АВ21, АВ22, АВ23, АВ31, АВ32, АВ4 , АВ6, АВ7, АВ80, АВ81, БВ0, БВ1, БВ21, БВ22, БВ3, БВ4, БВ51, БВ52 и БВ6 широко использовались результаты бурения и положение поверхности ближайшего из вышеупомянутых сейсмических горизонтов.

Максимальные значения нефтенасыщенных толщин в наибольшей мере проявляются по скважинам, вскрывшим пласт АВ14 и вместе с тем расположенным в зоне ЧНЗ пласта АВ12б+3. Согласно представленной карте нефтенасыщенных толщин АВ1 зоны максимального опесчанивания отображенные небольшими показателями в основном совмещаются с участками развития пласта АВ14.

При этом нередко определяющее влияние оказывает опесчанивание разреза АВ11-3.

Зоны наибольшей глинизации разреза АВ11-3, представляются минимальными толщинами до 6м и отображаются небольшими локальными зонами (в районе 1-2 скважин) в пределах ЧНЗ и ВНЗ.

Большая часть пробуренного фонда скважин на месторождении имеет наклонно-направленные профили.

При геометризации залежей использовались сведения практически всех скважин, при построении структурных поверхностей и обосновании ВНК большее предпочтение отдавалось данным скважин с минимальным удлинением (до 50м).

По залежам пластов БВ8 (основная залежь), БВ61, БВ52, БВ3, БВ22, АВ7, АВ6, АВ4, АВ31, АВ22, АВ21, АВ14 и АВ12б+3 условно принималось, что при отсутствии или наличии непроницаемого прослая толщиной до 1,5м, разделяющего фазы «нефть-вода», ВНК считается «вскрытым».

По пластам: БВ1, БВ0, АВ81, АВ80, АВ32 – ВНК хотя и вскрыт только в единичных скважинах, но подтвержденность результатами опробования и данными ГИС законтурных скважин повышает надежность его определения.

Для залежей БВ8 (юго-западная залежь), БВ4, БВ21 и АВ11+2а, где раздел «нефть-вода» превышает толщину 1,5м ВНК с определенной условностью принят на абсолютной отметке, соответствующей подошве нефтенасыщенной части пласта.

В пластах Ю2, Ю11, БВ51 и АВ23 – ввиду отсутствия контактных скважин условный ВНК принят на абсолютных отметках, соответствующих подошве пласта продуктивных скважин (Ю2, БВ51), или кровле пласта водоносных (Ю11, БВ51); для АВ23 - по середине расстояния между нефтяным и водоносным интервалами.

По пластам М1 и М0 ВНК принят «условно» на абсолютной отметке, соответствующей нижней дыре перфорации продуктивного интервала.

По залежам небольших размеров вышеперечисленных пластов, вскрытых 1-7 скважинами, ВНК, зачастую, принимается «условно» - по подошве нефтенасыщенного пласта или по аналогии с соседней основной, крупной залежью.

В соответствии с особенностями распределения морфологии песчаных и глинистых пород, ФЕС по разрезу, зон нефтенасыщения и степени вертикальной гидродинамической связанности, в объеме горизонта АВ1 (снизу-вверх) выделены 5 нефтеносных пластов АВ14, АВ13, АВ12б, АВ12а, АВ11, сформированные в континентальных (АВ14) и прибрежно-морских условиях (АВ11-3).

Это определило выраженные отличия морфологии и ФЕС пласта АВ14, который в плане представлен многочисленными локализованными песчаными телами с различными протяженностями и формами (округлые, эллипсовидные, полосообразные) с преимущественно субмеридиональной ориентировкой. Развитие песчаных тел связывается фациями русел рек ограниченно меандрирующего типа, остальную часть территории представляют породы, отложенные в условиях внешней и внутренней частей поймы.

В разрезе вышележащего комплекса пластов АВ11-3 наиболее опесчаненными представляются пласты АВ12+3 нижней части разреза.

В объеме последних условно по показателю $A_{пс} \geq 0,60$ выделяются песчаные отложения фации трансгрессивных вдольбереговых баров и на

остальные части (около 55%) площади глинисто-песчаные отложения мелководного шельфа.

Верхняя часть разреза (AB11) горизонта сформировалась в условиях углубляющегося бассейна, где наиболее опесчаненная фация вдольбереговых баров с $\lambda_{пс} \geq 0,5$ занимает не более 10% территории и локализуется в пределах северо-восточной части и прослеживается полосообразными зонами северо-западной ориентировки направлении прицентральной части площади.

Горизонт характеризуется повышенной неоднородностью строения обусловленной частым переслаиванием тонко- и мелкозернистых, местами глинистых, песчаников, алевролитов и глин, общей толщиной.

Прослои однородных песчаников обычно приурочены к нижней части горизонта, исключение составляют монолитные песчаные тела, выявленные в юго-восточной части месторождения.

На основе представительно проведенных исследований данных ГСР, представляющих содержание коллекторов и показания $\lambda_{пс}$, непосредственного сопоставления разрезов ГИС с оценкой выдержанности разделов, а также тенденций в направлении изменения параметров определились границы пластов AB11, AB12, AB3, которые наиболее близки к представляемым стратиграфическим.

В процессе детального изучения разреза AB12 определилось, что его около 25% верхней части характеризуется наибольшей неоднородностью строения с повышающейся глинизацией к прикровельной зоне. Эта часть разреза имеет изменчивую толщину 0,4-6м, в среднем 2,3м и нередко отделяются от нижней, также невыдержанным глинистым разделом.

По мере постепенного увеличения глинистой части снижается ФЕС и коллектор AB11 сменяется глинами кошайской пачки.

Необходимо отметить, что глинистость на уровне мезонеоднородности хотя и оказывает существенное влияние на показания электрометрии (РК, ПС), но послойно непосредственно не выделяется применяемым комплексом

ГИС в открытом стволе скважины. Конечный результат его влияния сводится к понижению фиксируемых значений кажущегося сопротивления пород и показаний ПС. Поскольку последний в условиях тонкослоистого разреза АВ11+2а отображает суммарное воздействие всех трех вышеуказанных видов глинистости, то этот фактор негативно влияет на тесноту корреляционной связи между статическими показаниями относительных величин ПС и емкостными характеристиками пород по данным лабораторных исследований.

На основании полевого изучения кернового материала объекта АВ1 Советского месторождения с последующей увязкой замеров с данными ГИС выявлено, что мезонеоднородность преимущественно проявляется при значениях $\lambda_{пс} < 0,60$. При более высоких значениях параметра его исходные, показания непосредственно связаны с рассеянной глинистостью пород коллекторов.

Следует также заметить, что по данным каменного материала аналогично выраженные проявления мезонеоднородности не отмечены в разрезе пластов АВ12б+3 и АВ14. В них глинистость рассеянная и в виде макрослоев.

Песчанистость пласта изменяется от 0,025 до 1 и в среднем равна 0,46. Большая часть выборки (57,5%), находится в диапазоне значений 0,30-0,60. Зоны повышенной глинизации пласта ($\leq 0,4$) преимущественно локализуются в пределах северной и западной половины площади. Наиболее опесчанена ($> 0,60$) восточная часть территории.

Расчлененность пласта преимущественно изменяется от 1 до 14, в среднем равна 4,4. Большая часть объема выборки (68%) соответствует интервалу значений 2-6 ед. В плане наблюдается чередование зон субширотного и субмеридионального направлений с минимальными (1-3) и максимальными (> 6) значениями параметра. Статистической зависимости между параметра песчанистости и расчлененности не выявлено

По данным ГСР отмечается послойно закономерное изменение содержания коллекторов от 25 до 60% и около 45% – в интервале АВ12а.

В силу вышеуказанных сложностей в распределении глинистого материала и ФЕС по разрезу в решении задачи по выработке запасов из прослоев АВ12а, АВ11 немаловажную роль играют экранирующие глинистые прослои АВ11/АВ12а и АВ12а/АВ12б.

Статистически определилось, что раздел пластов АВ11/АВ12а опесчанена полностью в 4 скважинах и в 35 скважинах (2,3%) его толщина $\leq 0,5\text{м}$.

При средней толщине раздела 1,7м большую часть исходной выборки (66%) составляют толщины 0,5-2м, вскрытые в 984 скважинах. Территориально выделяются литологические окна, обеспечивающие активный гидродинамический обмен между пластами АВ12а и нижним прослоем АВ11.

Общие толщины пласта, в зависимости от условий осадконакопления, изменяются в широком диапазоне: от 0,9м (глинистая часть поймы) до 17,8м (русловые отложения), в среднем-5,6м. Практически в том же диапазоне 0,5-13,9м (в среднем 3,9м) находятся и эффективные толщины, результаты их геометризации в плане отображаются большим количеством крупных и мелких песчаных тел, как с округлыми, так и сложными полосообразными очертаниями. Наиболее крупные песчаные тела развиты в пределах Советской группы поднятий, образуя вытянутую полосу субмеридианального простирания, к которой с западной и восточной стороны эпизодически примыкают значительно меньшие по размерам рукавообразные песчаные тела, на остальной части, территории наблюдается мозаичное распределения зон развития песчаных тел с проявлением обширных зон глинизации в пределах Усть-Вахской, Северо-Западной, Соснинской и Медведевской структур.

Отмеченному площадному объему распределения эффективных толщин соответствует 45% выборки, по остальной части (55%) наблюдается замещение пласта непроницаемыми разностями пород. Наибольшая частота (28%) выборки соответствует значениям менее 4м, наименьшая (1%) – зона максимального (более 8м) развития пласта.

Почти в половине скважин, вскрывших эффективную часть, пласт представлен монолитом. В остальных случаях он расчленен на 3-6 слоев глинистыми прослоями толщиной 0,8-0,9м, средняя расчлененность пласта равна 1,9. Коэффициент песчанистости изменяется от 0,12 до 1,0, в среднем 0,69. Первая выборка скважин, вскрывших нефтяной пласт АВ14 определилась наибольшей 1574 скв; в них глинистый раздел отсутствует или менее 0,5м в 29скв (1,8%), в остальных изменяется от 0,5 до 7,8м и в среднем составляет 2,0м.

Таким образом, на основе предварительного изучения морфологии песчаных пластов АВ11, АВ12а, АВ12б+3, АВ14 и разделов между ними, а также исходя из наличия небольших литологических окон в выделенных непроницаемых перемычках определена слабовыраженная гидродинамическая связь по разрезу АВ1. Основная часть продуктивного горизонта АВ11-4 представлена породами комплекса пластов АВ11-3 общая толщина, которых изменяется в диапазоне 0,4-38,8, в среднем 26,7м. Наибольшая часть выборки (60,9%) связана со значениями толщин в интервале 24-28м. Толщины превышающие 28м локализуются преимущественно в пределах северо-западной части залежи. Эффективная толщина, в зависимости от степени глинизации, изменяется в диапазоне 0,4-36,2, в среднем равна 14,1м. Наибольшая часть выборки (61%) находится в диапазоне значений 12-16м. Толщины, превышающие 18м (9%) локализуются в основном вдоль юго-восточного борта структуры и в меньшей мере на западной половине площади

3.4 Нефтегазоносность продуктивных пластов

Основная залежь 1 пласта АВ11+2а вскрыта 1623 скважинами (прил.37). По данным ГИС 4 крайних скважины (скв№9р, 34р, 43р, 45р) подошва нефтенасыщенного интервала находится на абс.отм -1649 -1653м, по двум ближайшим (к контуру) законтурным скважинам (скв№70р, 81р) кровля водоносного вскрыта на абс.отм -1653м и -1650м.

Поскольку указанный интервал поскважинно вскрытых отметок зон нефтеводонасыщения согласуется с рассмотренными аналогичными для нижнего пласта АВ12б+3, то среднее положение ВНК для части залежи АВ11+2а принято на абс. отм. -1651м, причем оно также подтверждается результатами опробования трех скважин (№34р, 43р, 119р). Таким образом, по совокупности ГИС и опробования, представляющих весь разрез продуктивного горизонта пластов АВ11-4 в пределах залежи 1 определилось единое общее положение ВНК на абс. отм. -1651м.

Пласт перфорирован в 1178 скважинах, в 337 из них - отдельно; начальные фонтанные дебиты нефти изменяются от 1,0 до 32т/сут, обводненность около 9%.

Нефтенасыщенные толщины пласта изменяются от 0,6м до 11,2м.

Средневзвешенные значения нефтенасыщенной толщины для нефтяной зоны

составляет 5,0м, для водонефтяной зоны – 3,1м и в целом по залежи - 4,9м. Максимальные значения толщин более 8м, локализуются преимущественно в западной и юго-западной частях площади. По типу относится к пластовой сводовой, экранированной двумя зонами деструкции, размеры 9,0-22,0 x 35,0 км, высота- 50м.

Водонефтяная зона узкой полосой шириной 0,1-2,3км окаймляет всю залежь, на её долю приходится 11,8% общей площади залежи.

Приведенные размеры основной залежи 1 пласта АВ11+2а являются идентичными для нефтенасыщенной части всего комплекса пластов АВ11-3 или АВ11-4.

Усть-Вахская залежь 2 расположена на северной периклинали структуры и отделяется от основной залежи зоной деструкции субширотного простирания. Продуктивные отложения вскрыты в 2 разведочных и 21 эксплуатационной скважинах.

По данным ГИС и опробования 3 скважин (№643Р, 646Р, 2277) ВНК определен на абс.отм. -1657м. Указанная отметка, также соответствует водонасыщенной части пласта вскрытой в скв.№91Р.

По данным опробования, 23 скважин с ГРП и без ГРП приток (ЭЦН) высокообводненной (86-51%) нефти составил 2-75 т/сут.

Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 4,0 м для нефтяной зоны и 3,0м - для водонефтяной. По типу залежь - пластовая сводовая, экранированная зоной деструкции, размеры залежи 3,8-7,0 х 4,8км, высота -12м.

Западная залежь 3 вскрыта скв. №51р, где нефтенасыщенный интервал на абс.отм. -1626,4-1636,4м и нефтенасыщенная толщина 5,8м, ВНК принят на абс.отм -1636м. При испытании указанного интервала (дин.уровень-1350м) получен приток нефти дебитом 7 т/сут.

Залежь - пластовая сводовая, водонефтяная, экранированная с восточной стороны зоной деструкции субмеридионального простирания, размеры 1,7х4,8км, высота 10м.

Южная залежь 4 расположена на небольшом структурном осложнении в пределах юго-восточной периклинали основной структуры. Нефтеносность установлена по данным ГИС и опробования скв.№52р; поверхность ВНК принята по кровле водоносного прослоя на абс.отм.-1651м, вскрытая нефтенасыщенная толщина 6,1м, средневзвешенная по залежи – 2,7м.

Опробование пласта проведено посредством ИП в процессе бурения, где из интервала абс.отм. -1642,6-1647,5м, за 20 минут приток нефти (с небольшим содержанием воды) составил 1,1м³. При последующем опробовании в колонне из инт.абс.отм.-1637-1639,5м получен фонтанный (штуцер 2мм) приток нефти дебитом 14,9 т/сут, обводненность 2,6%.

Залежь пластовая сводовая, водонефтяная, размеры 1,5 х 2,1 км, высота – 12м.

С пластами АВ12б+3 связанные три залежи нефти: основная (1), Усть-Вахская (2), Южная (3), причем в пределах двух из них (залежи 2,3) нефтенасыщена только верхняя (1-4)часть пласта АВ12б.

Залежь 1 территориально охватывает все поднятия: Соснинское, Советское, Юго-Западное, Северо-Западное, Медведевское. Залежь 1 охарактеризована материалами ГИС 1579 скважин, из них 306 вскрыли ВНЗ и 24 скважины представляют водоносную часть.

Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина 7,2м, максимальные её значения 12-19м, в основном, приурочены к ЧНЗ и реже встречаются в пределах ВНЗ юго-западной и юго-восточной частей залежи. По залежи с наибольшей частотой вскрыты значения толщин равные 6-9м.

Раздельное опробование пласта проведено в 268 скважинах. Начальные фонтанные дебиты нефти, в зависимости от продуктивности, изменяются от 10т/сут до 100-121т/сут (скв№985, 820), при эксплуатации мехспособом – от 5,0т/сут до 107-153,6т/сут (скв№1442, 623). В остальных 698 скважинах опробование и эксплуатация пласта выполнены совместно с одним или несколькими пластами нефтенасыщенного разреза АВ1.

По типу залежь относится к пластовой сводовой, в западной части экранирована узкой зоной тектонической деструкции; размеры залежи 7,2-20,0 х 33,8 км, высота - 39м; к водонефтяной зоне относятся 46% площади залежи.

По Усть-Вахской залежи 2, положение ВНК принято на абс.отм. - 1657м по подошве нефтенасыщенного пропластка 2 скважин (скв№2258 и 3365). Эта часть залежь опробованием не охарактеризована. Вскрытые нефтенасыщенные толщины не превысили 1м; залежь пластовая сводовая, водонефтяная, размеры 0,7 х 1 км, высота 4м.

В пределах Южной залежи 3, пласт нефтенасыщенной толщиной 0,8м вскрыт в скв№52Р. По аналогии с основной залежью ВНК принят на абс.отм. -1651м. Залежь - пластовая сводовая, водонефтяная, размеры 0,8 х 1,0 км, высота - 4,0м.

Нефтенасыщенная часть пласта АВ14 вскрыта 464 скважинами, которая в 429 скважинах (92,5% фонда) изолированы от верхнего пласта АВ13 глинистым разделом; геометризваны 16 залежей нефти.

Из упомянутых 16 залежей нефти только три (1, 9, 10) наиболее крупные и вскрыты соответственно 383, 31 и 15 скважинами, остальные вскрыты 1-6 скважинами.

Основная залежь 1 пласта АВ14, вскрыта 383 скважинами, располагаясь в пределах восточной части площади (Советское, Северо-Советское поднятия) прослеживается полосой шириной 1,2-7,3км. Сложность её геометрии предопределена, как особенностями пространственного чередования песчаных тел, так и зон повышенной глинизации пород.

Средняя нефтенасыщенная толщина пласта 2,9м, которая по большей части фонда изменяется в диапазоне 3-5м, в редких случаях достигает 7-8м и более. Минимальные значения показателя 1-3м большей частью приурочены к ВНЗ, которая занимает 24,5% площади залежи.

Раздельное опробование пласта проведено в 76 скважинах, притоки безводной, фонтанной нефти достигали 140 т/сут, при мехдобыче до-90т/сут. В 56 скважинах пласт эксплуатировался единым фильтром с вышележащими АВ11-3.

Залежь пластовая литологически ограниченная, с размерами 6 х 20км, высота 10м.

Залежь 9 расположена в северной части месторождения; по данным ГИС 5 скважин подошва нефтеносного интервала определилась на абс. отм - 1657 -1653 м. Средняя нефтенасыщенная толщина 1,7м, максимальные её значения 4-6м, преимущественно приурочены к локальным небольшим зонам ЧНЗ; по залежи доля ЧНЗ составляет 20%. Опробование пласта проведено в 6 скважинах, получены притоки (ШГН) нефти дебитом 8-178 т/сут, начальная обводненность не превысила 24%.

Залежь, преимущественно, субмеридионального простирания литологически ограниченная размером 1,5 -3,5 х 7км, высота 10м.

Залежь 10 находится в пределах северо-западной части площади. Положение ВНК принято по аналогии с основной залежью 1 пласта АВ14 на абс. отм -1651м. В пределах нефтяной зоны скважинами вскрыты повышенные значения нефтенасыщенных толщин 4,5-8м, при средней величине показателя 2,2м; доля ВНЗ составляет 80%. Опробование проведено в 6 скважинах, получены небольшие 2-14,6 т/сут притоки нефти, повышенной (32-83%) обводненности.

Залежь - субширотного простирания, пластовая, литологически ограниченная, размеры 1-3,2км, высота 9м.

Остальные 13 небольших залежей нефти вскрыты преимущественно единичными скважинами, из них по 7 залежам не опробованы. По 8 скважинам средневзвешенные нефтенасыщенные толщины не превышают 1м, в 5 остальных (3, 4, 7, 11, 15) составляют 1,2-2,3м. Ввиду пониженного нефтенасыщения и близости активной подошвенной воды, потенциал по добыче по этим залежам представляется невысоким.

При опробовании в 3 скважинах залежи 3 получены (ЭЦН) высокообводненные (>98%) притоки нефти дебитом 1,6-2,2 т/сут. Также

небольшие притоки нефти 1 т/сут (зал.11) и 15 т/сут (зал.7) с обводненностью соответственно 9% и 44% получены из двух скважин.

Залежи, преимущественно, водонефтяные пластовые, литологически ограниченные с размерами 0,25-1,2 х 0,6-2,2 км, высота 3-9 м.

Точность представления всего нефтенасыщенного объема продуктивного горизонта АВ1 определяется изученностью положений двух поверхностей: структурной по кровле пласта АВ11 и плоскости ВНК.

Высокая степень разбуренности и сейсмоисследованности большей части краевые зон позволяют с относительно небольшой погрешностью отобразить структурную поверхность продуктивного горизонта. Также определилась относительно небольшая погрешность (± 2 м) зонально поскваженного колебания от принятого среднего уровня поверхности ВНК, (-1651 м), как для пласта АВ14, так и для комплекса пластов АВ11-3. Указанная степень погрешности согласуется с точностями измерений по ГИС глубин и возможных (в зависимости от ФЕС выделяемых нефтенасыщенных интервалов) вертикальных размеров переходных зон.

Максимальные значения нефтенасыщенных толщин в наибольшей мере проявляются по скважинам, вскрывшим пласт АВ14 и вместе с тем расположенным в зоне ЧНЗ пласта АВ12б+3.

Распределение нефтенасыщенных толщин основной залежи близко к нормальному, средневзвешенное значение равно 14,4 м, при этом в пределах ЧНЗ-16,1 м, ВНЗ-11,4 м.

В пределах ЧНЗ пробурено 427 скв составляют 63,6% выборки. С минимальными величинами показателя ≤ 6 м 5,4% составляют небольшую часть выборки.

Краевая часть водонефтяной зоны, практически неохваченная эксплуатационным бурением, освещена единичными скважинами и характеризуется минимальными (по верхней границе) значениями нефтенасыщенных толщин, преимущественно около 6-10 м, редко более.

Залежь пластовая сводовая, геометризуеться тектонически экранированной размеры 9-22кмх35км, высота 50м.

Общие характеристики залежей 2, 3, 4 второстепенного значения приведено выше, по мере рассмотрения (основной по ним) нефтенасыщенной части разреза АВ11+2а. Вскрытие единичными скважинами в залежах 2,4 пласта АВ12 с нефтенасыщенной толщиной около 1м, по существу, же сказалось на представленной общей геометрии залежей.

Верхний пласт горизонта АВ2 характеризуется повышенной площадной неоднородностью строения выраженной многочисленностью разноориентированных и различным по размерам зон литологического замещения (глинизации) коллекторов.

Общая толщина пласта АВ21 колеблется от 0,7 до 15,8м, в среднем 4м. Причем 45,5% выборки представлена эффективными толщинами менее 2м.

Расчлененность пласта АВ21 изменяется от 1 до 6; 90% выборки соответствует расчлененности 2-4 среднее 1,5, т.е. преимущественно монолитного строения с повышенным коэффициентом песчаности, т.е. в половине выборки параметр превышает 0,80, который в пределах заглинизированных участков снижается до 0,1-0,4, которые локализуются (в районе 1-3 скважин) в пределах гипсометрически пониженных частей структур.

ВНЗ окаймляет залежь узкой полосой и к ней относится 23% площади.

Положение ВНК определилось по данным ГИС 7 скважин на абс. отм.-1653м и подтверждается результатами опробования трех скважин (скв.№4Р, 180, 374), в которых нижняя граница интервала перфорации находится на абс.отм. -1651,7-1652,5м. Притоки нефти (ШГН) составили 5,6-40 т/сут при обводненности 5-43%. При опробовании остальных 30 скважин, начальные безводные фонтанные притоки нефти составили 0,8-79 т/сут. На большей части территории залежи нефтенасыщенные толщины изменяются в диапазоне 1,5-3м, изредка достигая максимальных величин 6-9м,

средневзвешенное значение показателя 1,8м, что несущественно ниже средней эффективной толщины 2,8м.

Небольшая залежь 1а выделяется на южном структурном осложнении, от основной, отделяется незначительным прогибом и зоной литологического замещения. Вскрыта 4 скважинами, не опробована. Положение ВНК абс. отм.-1653м принято по аналогии с основной залежью 1. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 1 до 2,7м, в среднем 1м, эффективная 1,8м.

Залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная, доля площади ВНЗ 28%, размеры 0,7х1,3 км, высота 5м.

Единая зона нефтенакопления Советской структуры расчленена узкими участками глинизации субширотного простирания на 3 залежи: 2, 3, 4, которые вскрыты 169 скважинами. Положение ВНК в них различается и составляет -1656м (2), -1651м (3), -1658м (4). Большое количество и сложность форм зон литологического замещения определили извилистые очертания залежей. Выделенные залежи: однотипные пластовые сводовые, литологически ограниченные, доля площади ВНЗ составляет 22-43%.

Залежь 2 вскрыта 55 скважинами, положение ВНК (на абс. отм. -1656м), определено, полагаясь на данные ГИС (подошва нефтенасыщенного интервала) 3 скважин (скв№ 360, 361, 59р) и одной (скв№ 341) законтурной скважин. Средняя эффективная толщина 1,9м, наибольшие значения которой (4-5,5м) приурочены преимущественно к повышенным частям структуры. Опробованы 14 скважин, где получены (ШГН) притоки обводненной нефти 5,4-55 т/сут, обводненность 44-20%, размеры залежи 2 х 5,5км, высота 7м.

Залежь 3 вскрыта 97 скважинами, опробована в 7 из них. Положение ВНК (на абс. отм. -1651м) принято по ГИС нижней границы интервала нефтенасыщения трех скважин (№4171, 1864, 3561).

Средняя нефтенасыщенная толщина 1,9м, её максимальные значения 4-7м, как правило, встречаются в пределах повышенных частей структуры, средняя эффективная толщина 3,6м. В процессе опробования (ШГН) притоки

высокообводненной (58-60%) нефти составили 3,3-42 т/сут. Размеры залежи 1,8 х 4,2 км, высота 8м.

Залежь 4 вскрыта 17 скважинами, положение ВНК принято (на абс. отм. -1658м) по внутриконтурной (скв. №544) и двум (скв. №277, 1112) законтурным скважинам. Средняя нефтенасыщенная толщина 1,8м, её наибольшие величины 3,1-5,6м, проявляются изредка, средняя эффективная толщина 3,3м. Опробование выполнено в 5 скважинах, притоки (ШГН) высокообводненной (66-76%) нефти составили 0,5-9т/сут. Размеры залежи 1,4 х 3,6 км, высота 6м.

Залежь 5 вскрыта 11 скважинами в пределах Медведевского поднятия. Положение ВНК определилось (на абс. отм.-1653м) по внутриконтурной скв.№1749 и законтурной скв.№7р.

Средняя нефтенасыщенная толщина 1,3м, максимальные значения которой 2,5-4м, вскрыты в 4 скважинах, эффективная толщина 2,8м. Опробование не проводилось. Площадь ВНЗ составляет 63%. По типу залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная, размеры 1 х 2 км, высота 4м.

Залежи пласта АВ22. Общая толщина пласта АВ22 изменяется от 1,4 до 17,4м, в среднем 6,9м, эффективная соответственно, изменяется от 0,6 до 14м, в среднем 3,5м, около половины (44,5%) выборки представляет класс значений 2-4м. Нефтенасыщенные толщины вдвое меньше 0,2-7,6м, в среднем 1,6м.

В разрезе пласта АВ22 выявлены девять залежей нефти, расположенных в структурно повышенных частях Соснинского (залежи 6-9) и Советского (залежи 10-13) поднятий, в них содержится 18,5% геологических (BC1, C2) запасов нефти объекта АВ2 .

В присводовой части Соснинского поднятия выделяются наиболее крупная залежь 7, вскрытая 59 скважинами, опробована в 12 из них.

Положение ВНК (на абс.отм -1653м) определено по подошве нефтенасыщенного пропластка четырех (№1р, 48р, 196, 303) и кровле водоносного двух (№204, 331) скважин.

Нефтенасыщенные толщины преимущественно составляют 2,5-3м, редко встречаются 4,5-7м, средняя величина показателя 1,5м, эффективная - 3м. В 5 опробованных скважинах (ШГН) начальные притоки нефти составили 2,4 – 10 т/сут, обводненность по ним достигает 51%.

Залежь пластовая сводовая, участками литологически ограниченная.

Сложность её формы предопределена многочисленностью небольших зон литологического замещения песчаного тела. В результате ширина залежи изменяется от 0,6 до 2км, длина 5,5км, высота 12м. К окаймляющей залежь водонефтяной зоне относится 45% площади.

Залежь 6 находится на восточном структурном осложнении Соснинского поднятия, вскрыта скв.№1612 при её опробовании приток (ШГН) нефти составил 2,5т/сут, обводненность 38%, ВНК принят по аналогии с залежью 7 на абс.отм.-1653м.

Вскрытая нефтенасыщенная толщина 7,3м, залежь пластовая сводовая, размеры 0,4 x 0,5км, высота 11м.

На южном осевом продолжении Соснинской структуры геометризуются две залежи нефти 8, 9. Большая из них (8) вскрыта 5 скважинами, пробование пласта не проводилось; положение ВНК на абс.отм.-1657м определилось по ГИС двух скважин, соответствующей подошве нефтенасыщенного прослоя скв.№326 и кровле водонасыщенного скв.№206. Нефтенасыщенные толщины 3,2-5,7м, в среднем 2,8м, эффективная-5,9м.

Залежь пластовая сводовая, участками литологически ограниченная, доля ВНЗ -73%.

Залежь 9 вскрыта скв.№210, которая не опробована. ВНК принят на абс.отм. -1657м по аналогии с залежью 8. Нефтенасыщенная толщина 3,6м. Залежь пластовая сводовая, водонефтяная, размеры 0,3 x 0,5 км, высота 4м.

Залежи 10-13 Советского поднятия размещаются последовательно, в субмеридиональном направлении; первая группа 11-11а-12 взаиморазделена слабо выраженными структурными прогибами или зоной литологического замещения коллекторов залежей (12-13).

Положение ВНК непосредственно не вскрыто и преимущественно определено по нижним границам нефтенасыщенного интервала, который, как правило, отделен от водонасыщенного, непроницаемым разделом различной толщины.

Для залежи 10, приуроченной к Северо-Советскому поднятию, ВНК принят по скв №222, 318. Примерно на том же уровне принят ВНК 4 залежей нефти Южно-Советского поднятия, где по данным ГИС 1-2 скважин, он последовательно ступенчато понижается от абс. отм -1655м (11, 11а) - 1657м (12) до -1662м (13).

Залежи преимущественно водонефтяные, доля ЧНЗ 5-12%, исключение составляет только южная 13 залежь, где доля ЧНЗ-21%. В соответствии с площадными размерами вскрыта 7 (залежь 10) -23 (залежь 12) скважинами. Опробования проведены в скважинах, только 3 залежей (11а, 12, 13), где задействованы 2-5 скважин; по ним получены (ШГН, ЭЦН) небольшие (4-26т/сут) притоки нефти при обводненности 17-87%. Последнее связано с низким начальным нефтенасыщением коллекторов, приуроченных к ВНЗ, при небольшой высоте (около 5м) залежей. Средние эффективные толщины по упомянутым залежам составляют 2,4-4м, нефтенасыщенные -1,3-1,9м. Залежи пластовые сводовые, литологически ограниченные, размеры 0,9- 1,6 х 1-2,1км, высота 5м.

Залежи пласта АВ23. Залежь 14 вскрыта 36 скважинами, опробована в 10 из них. Начальные притоки нефти (ЭЦН) дебитом 27т/сут при обводненности 13%.

Средняя нефтенасыщенная толщина пласта 1,8 м, наибольшие её величины 3,5-5м согласуются со степенью развития песчаного тела и невысокой средней эффективной толщиной 2,9м.

Залежь пластовая сводовая, участками литологически ограниченная, доля ВНЗ составляет 37%, размеры 1,5 х 2,6км, высота 9м.

Залежь 15 расположена на северо-западном структурном осложнении, вскрыта и опробована одной скв. №3580 с нефтенасыщенной толщиной 2,5м. Размеры залежи 0,5 х 0,5 км, высота 3м, доля площади ВНЗ составляет 64%.

Залежь 16 расположена в южной присводовой части Советского поднятия, вскрыта 10 скважинами, опробована в двух из них скв. №1106 и 1829 с дебитами нефти 13 и 55т/сут, обводненность 7-78%. Наибольшие нефтеносные толщины 3,4 и 6,7м, вскрыты двумя скважинами, средняя величина по залежи составила 1,5м средняя эффективная толщина 2,8м.

Нефтенасыщенная толщина, представляясь в интервале 0,6-18м в среднем составила 4,3м, т.е. не существенно отличается полученной по объекту АВЗ. В объеме пласте АВ31 выявлены 4 нефтяные залежи; три - на Соснинском (1,2,3) и одна - на Советском (4) поднятиях, содержание 1477 тыс. геологических запасов (BC1) или 95,7% запасов объекта АВЗ.

Небольшая залежь 1 пластовая, литологически ограниченная, находится на северо-восточном крыле Соснинского поднятия. Вскрытые двумя скважинами (№174, 1743) опробована в скв. № 174, получен фонтанный приток нефти 5 т/сут с обводненностью 50%.

Нефтеносность пласта АВ32 связана с зонами его развития в пределах повышенных частей Соснинского и Советского поднятий. Из трех залежей две (5,6) относятся к Соснинскому поднятию в объеме пласта содержится 647 тыс. т. или 4,3% геологических запасов (BC1) нефти объекта АВЗ.

В опробованных скважинах, начальные дебиты нефти изменяются от 11 (скв. №1919) до 28 т/сут (скв. №1781) при обводненности соответственно 84% и 74%.

Нефтенасыщенные толщины преимущественно изменяются в диапазоне 2,5-3,5м, в среднем 2,3м, эффективная-3,1м.

Залежь пластовая, литологически ограниченная, площадь ВНК составляет 49%, размеры 2,0 х 1,5км, высота 5,0м. Пласт АВ4, нефтеносен в пределах Соснинско-Советской группы поднятий, где выделено пять водонефтяных залежей нефти, пластово-сводового типа, одна из них (залежь 1) литологически ограниченная. В залежах содержатся 15272 тыс. т геологических запасов (ВС1) нефти.

Средняя нефтенасыщенная толщина равна 5,5м, что почти вдвое меньше эффективной -12,5м. Максимальные величины нефтенасыщенных толщин 8-13м, как правило, приурочены к повышенным частям Советского поднятия.

Залежи пласта АВ6. Залежь 1, вскрыта 7 скважинами, положение ВНК принято на абс. отм. -1757м - по кровле водоносного пропластка в законтурных скв №179 и №3002Р.

В северо - восточной присводовой части залежи 2 по аналогии со сводовой залежью ВНК принят на абс. отм. -1757м.

При опробовании пласта в двух (№1877, 3552) скважинах получен (ШГН) приток 9 (64%) и 15 (53%) т/сут, высокообводненной нефти. Средняя нефтенасыщенная толщина 1.6 м, его максимальные значения (4,2-4,6м) вскрыты в двух скважинах, которые в 3-4 раза меньше эффективной толщины. Залежь пластовая сводовая, водонефтяная, размеры 0,6 х 1,7км, высота 6м.

Соседняя залежь 2 вскрыта двумя скважинами, положение ВНК в ней принято на абс. отм. -1757м, по аналогии с залежью 1. Нефтенасыщенные толщины 4-4,3м, в среднем по площади - около 2м. Пласт не опробован. Залежь пластовая, сводовая, водонефтяная, размеры 0,3 х 0,5 км, высота 4,5м.

В пределах юго-восточной части структуры находится залежь 3, которая вскрыта 8 скважинами, опробована в 3 из них. По данным ГИС и

опробования 2 скважин (№1465, 3549); плоскость ВНК определилась на абс. отм. -1764м по скв. №3549 при нижней границе перфорации интервала (-1763м) получен фонтанный приток высокообводненной (50%) нефти - 47,8т/сут. В остальных двух скважинах притоки нефти (ЭЦН) составили 5-88 т/сут при обводненности 63-97%.

Средняя нефтенасыщенная толщина-2,1м, максимальные значения (4,5-5,4м) - в скважинах с гипсометрически повышенными отметками. Залежи пластовая сводовая, водонефтяная, размер залежи 1,1х1,3 км. Наибольшая залежь 4 Советского поднятия вскрыта 170 скважинами, опробована в 105 из них.

Пласт АВ7 стратиграфически относится к отложениям верхневартовской подсвиты. В соответствии с приуроченностью зон нефтенасыщения к Советскому и Соснинскому поднятиям пласт вскрыт в интервале глубин 1828-1888м. В объеме пласта АВ7 выявлены 3 залежи нефти, приуроченные к Соснинскому (1,2) и Советскому (3) поднятиям. Они содержат 974 тыс. т геологических (С1С2) запасов нефти. В гипсометрически повышенных частях Соснинского поднятия находятся две небольшие залежи нефти 1 и 2, в них содержатся 12% запасов нефти объекта АВ7. Они вскрыты 8 скважинами, опробованием не охарактеризованы. По данным ГИС ВНК залежей принят соответственно на абс. отм. -1788м (скв. №158, 3553) и абс. отм. -1793м (скв. №197, 218).

Нефтенасыщенные толщины пласта изменяются от 1,1-2,0м до 3,0-4,3м, составляя в среднем 1,6 и 1,4м.

По типу залежи пластовые сводовые, водонефтяные, размеры - 0,5 - 1,4км х 0,3 - 0,5км, высота залежи 1-5м и залежи 2-9м.

Наиболее крупная залежь 3 приурочена к центральной части Советского поднятия, вскрыта 53 скважинами, опробована в 8 из них, начальные безводные фонтанные притоки нефти составили 56 -160т/сут.

Залежи пласта АВ80. Основная залежь 3 вскрыта 16 скважинами. ВНК принят абс. отм. -1819м, по подошве нефтенасыщенной части пласта три и кровле водонасыщенной двух законтурных скважин.

Пласт опробован в двух скважинах. При нижней границе интервала перфорации абс. отм. -1816,4м, фонтанный приток нефти составил 76т/сут, обводненность - 66%; аналогично в скв№1739 (ЭЦН) (абс. отм. -1819,2м) дебит нефти составил 24,7т/сут, обводненность - 67%.

Средняя нефтенасыщенная толщина пласта 1,9м, максимальные значения 3-4,6м встречены 5 скважинами, в зонах локального опесчанивания пласта. Залежь пластовая сводовая, водонефтяная. Размеры 0,7 х 2,3км, высота – 10м.

3.5 Характеристика коллекторов продуктивных пластов

Ввиду отмеченных общностей строения пластов и сходности в решении сопутствующих задач по выработке, содержащихся в них запасов нефти, в последующем пласты рассматриваются совместно. Они характеризуются повышенной неоднородностью строения и пониженными фильтрационными показателями. При этом в качестве исходной первопричины усматривается (по данным исследования керна и ГИС) повышенная глинистая составляющая, представленная тремя видами:

- первый (в масштабе макронеоднородности) толщиной 0,5-1,5м выражен увеличением количества (до 3-4) прослоев глин и уплотненных пород;
- второй (в масштабе мезонеоднородности) представлен беспорядочными слоями глин (менее 0,01м) обусловленных текстурными проявлениями. Исходя из визуальных представлений породы с этим видом глинистости в промысловой практике, именуются «рябчиком».
- третий – повышенным и постепенно возрастающим снизу-вверх по разрезу содержанием пелитовой фракции в интервалах коллектора (рассеянная глинистость).

По мере постепенного увеличения глинистой части снижается ФЕС и коллектор АВ11 сменяется глинами кошайской пачки.

Необходимо отметить, что глинистость на уровне мезонеоднородности хотя и оказывает существенное влияние на показания электрометрии (РК, ПС), но послойно непосредственно не выделяется применяемым комплексом ГИС в открытом стволе скважины. Конечный результат его влияния сводится к понижению фиксируемых значений кажущегося сопротивления пород и показаний ПС. Поскольку последний в условиях тонкослоистого разреза отображает суммарное воздействие разнообразных видов глинистости, то этот фактор негативно влияет на тесноту корреляционной связи между статическими показаниями относительных величин ПС и емкостными характеристиками пород по данным лабораторных исследований.

На основании полевого изучения кернового материала объекта АВ1 Советского месторождения с последующей увязкой замеров с данными ГИС выявлено, что мезонеоднородность преимущественно проявляется при значениях $\lambda_{пс} < 0,60$. При более высоких значениях параметра его исходные, показания непосредственно связаны с рассеянной глинистостью пород коллекторов.

По данным ГСР отмечается послойно закономерное изменение содержания коллекторов от 25 до 60% и около 45% – в интервале АВ12а.

В представленном ГСР отображающего частоту послойного содержания коллекторов или глинистых прослоев обозначилось тенденция к ступенчатому снижению доли коллекторов по направлению от подошвы к прикровельной части разреза пластов АВ11-3.

Продуктивный горизонт АВ2, как и верхний пласт АВ14 представляет продуктивную песчаную часть верхневартовской подсвиты. В соответствии с особенностями фациальных условий формирования коллекторов, выделенных в разрезах, приуроченных к внешней (песчаной) части поймы и руслам рек.

3.6 Физико-химические свойства и состав пластовых флюидов.

Свойства пластовых вод.

Советское месторождение расположено в прицентральной части Западно-Сибирского мегабассейна. Водоносные горизонты и комплексы приурочены к мощной толще мезозойско-кайнозойских пород, слагающих платформенный чехол. Указанный комплекс разделен на два этажа глинами турон-олигоценых отложений, из которых нижний представлен минерализованными, верхний пресными водами кайнозойских отложений.

Специальных гидрогеологических исследований на месторождении не проводилось. Нижеследующие данные приводятся по данным опробования скважин и пластов и лабораторных исследований отобранных проб воды; соответствующие основные результаты определений сведены в табл.3.9.... При этом отсутствует определения, касающиеся некоторых физических характеристик и химических микроэлементов.

На момент подсчета запасов, утвержденного в ГКЗ в 2007 году, было отобрано и исследовано 1643 поверхностные пробы нефти из 753 скважин и 190 глубинных проб нефти из 82 скважин. Сведения изученности нефти по пластам месторождения представлены в таблице 3.1

Таблица 3.1 - Сведения о выполненном объеме по изучению физико-химических свойств нефти, исследуемого месторождения

Горизонт, Пласт	На момент подсчета запасов				
	Глубинные пробы			Поверхностные	
	КОЛИЧЕСТВО				
	Скв.	Проб		Скв.	Проб
Однокр.		Ступен.			
АВ ₁	39	106	17	514	1072
АВ ₂	1	7	-	15	28
АВ ₃	2	3	3	16	28
АВ ₄	1	1	-	13	20
АВ ₆	3	3	-	17	25
АВ ₇	1	3	-	1	1
АВ ₈	-	-	-	-	-
Б ₀₋₁	1	1	1	14	20
БВ ₂	-	-	-	-	-
БВ ₃	1	1	-	5	10

БВ ₄	5	7	2	16	24
БВ ₅	1	1	-	2	3
БВ ₆	-	-	-	4	4
БВ ₈	26	56	4	128	366
Ю ₁	-	-	-	13	34
Ю ₂	-	-	-	1	1
М	1	1	-	3	4

Принятые параметры нефти и газа по результатам анализа глубинных проб нефти при пересчете запасов нефти газа и утвержденные в ГКЗ приведены в таблице 3.2

Таблица 3.2 - Физико-химические свойства пластовой нефти Советского месторождения, АВ1 АВ2 АВ3 АВ4 АВ6 АВ7

№	Наименование	Пласты					
		АВ ₁	АВ ₂	АВ ₃	АВ ₄	АВ ₆	АВ ₇
1	Давление насыщения, МПа	7,9	8,3	9,4	8,1	9,7	12,1
2	Газовый фактор при однократном разгазировании, м ³ /т	66,0	61,4	74,8	75,1	75,9	92,6
3	Газовый фактор при ступенчатом разгазировании, м ³ /т	46,5	51,7	62,2	65,7	63,2	77,8
4	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	772,8	775,2	767,1	766,8	759,7	760,0
5	Плотность нефти после однократной сепарации, кг/м ³	851,3	853,3	848,5	849,0	848,7	847,0
6	Плотность нефти после ступенчатой сепарации, кг/м ³	<u>844,9</u> 851,3*	<u>848,3</u> 851,8*	<u>847,6</u> 846,8*	<u>844,1</u> 854,4*	<u>841,9</u> 850,5*	<u>842,4</u> 848,2*
7	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,58	1,60	1,36	1,50	1,18	1,05
8	Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед,	1,184	1,180	1,200	1,210	1,212	1,210
9	Объемный коэффициент при ступенчатом разгазировании, доли ед,	1,133	1,149	1,154	1,178	1,154	1,196
10	Плотность газа при однократном разгазировании, кг/м ³	1,203	1,183	1,200	1,240	1,186	1,205
11	Плотность газа при ступенчатом разгазировании, кг/м ³	1,008	0,959	0,991	1,072	1,042	1,021
12	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	12,3	12,0	11,4	12,8	12,7	13,9
13	Коэффициент растворимости газа в нефти, (м ³ /м ³)/МПа	7,12	7,1	7,8	7,9	7,6	8,1
14	Пластовое давление, МПа, (начальное)	16,97	17,0	17,2	17,55	18,2	18,45
15	Пластовая температура, °С	55,0	55,0	56,0	57,3	60,0	60,8

Физико-химические свойства пластовой нефти Советского месторождения, пластов БВ0-1, БВ3, БВ4, БВ5, БВ8, Ю1, Ю2, М представлены в таблице 3.3

Таблица 3.3 - Физико-химические свойства пластовой нефти Советского месторождения, пластов БВ0-1, БВ3, БВ4, БВ5, БВ8, Ю1, Ю2, М

№	Наименование	Пласты							
		БВ0-1	БВ3	БВ4	БВ5	БВ8	Ю1	Ю2	М
1	Давление насыщения, МПа	10,1	9,8	10,0	9,4	9,4	9,0	8,8	5,8
2	Газовый фактор при однократном разгазировании, м ³ /т	95,9	90,0	79,6	81,7	73,0	87	91	46,5
3	Газовый фактор при ступенчатом разгазировании, м ³ /т	79,1	77,5	63,4	68,1	55,1	74	83	43,3
4	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	756,3	744,7	757,6	766,4	761,7	738	719,9	770,6
5	Плотность нефти после однократной сепарации, кг/м ³	849,4	852,0	847,9	847,0	845,2	847,0	828,0	846,0
6	Плотность нефти после ступенчатой сепарации, кг/м ³	<u>842,5</u> 853,4 *	<u>844,0</u> 849,3 *	<u>845,0</u> 847,9 *	<u>841,9</u> 854,2 *	<u>840,0</u> 845,5 *	<u>836,0</u> 849,4 *	<u>820,0</u> 829,2 *	<u>840,0</u> 854,0 *
7	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,27	1,08	1,14	1,19	1,11	1,11	1,10	1,50
8	Объёмный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед,	1,252	1,268	1,213	1,213	1,204	1,281	1,292	1,201
9	Объёмный коэффициент при ступенчатом разгазировании, доли ед,	1,206	1,218	1,192	1,173	1,154	1,248	1,253	1,187
10	Плотность газа при однократном разгазировании, кг/м ³	1,200	1,200	1,214	1,200	1,172	1,330	1,192	1,209
11	Плотность газа при ступенчатом разгазировании, кг/м ³	1,045	0,968	1,087	0,996	0,918	1,070	1,081	1,115
12	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	14,3	13,4	12,6	18,2	12,5	14,0	14,9	12,2
13	Коэффициент растворимости газа в нефти, (м ³ /м ³)/МПа	8,1	7,8	7,5	7,6	6,6	8,2	8,6	6,8
14	Пластовое давление, МПа, (начальное)	19,05	19,6	20,2	20,25	21,7	25,0	25,35	27,8
15	Пластовая температура, °С	63,5	65,1	67,4	67,6	73,5	86,2	87,6	90,0

Примечание: * - средние значения плотности нефти, полученные по поверхностным пробам

В скважине 167 получены очень низкие значения газового фактора как для пласта АВ1, так и для пласта АВ2, это, вероятно, результат большой обводненности скважины (99%). Все остальные замеренные значения газового фактора после однократной сепарации укладываются в диапазон изменения этого параметра по залежи, кроме одного завышенного значения, полученного в скважине 1807, пласт АВ1.

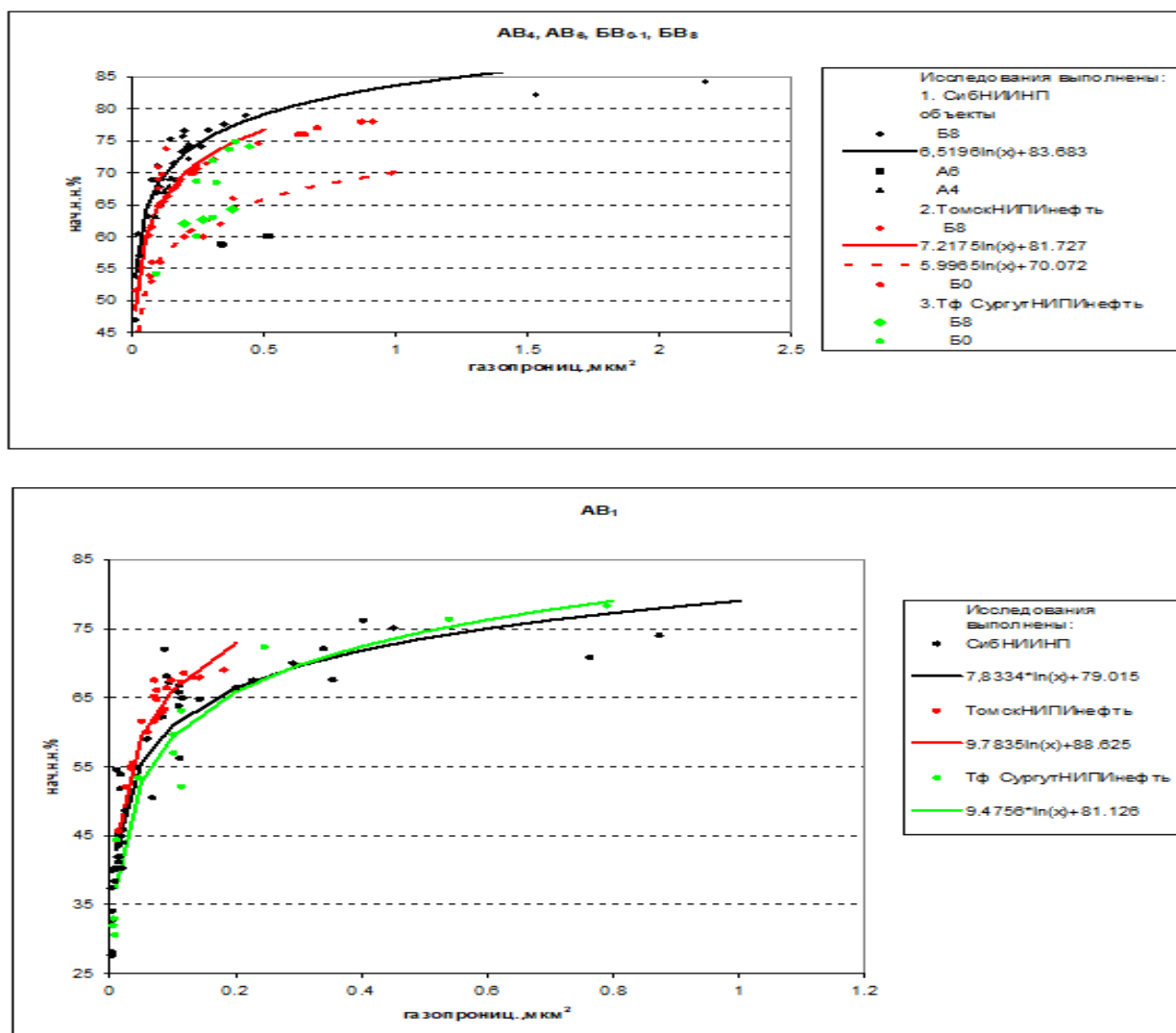


Рисунок 3.1 – Сопоставление начального нефтенасыщения и газопроницаемости образцов объектов АВ₄, АВ₃, АВ₆, БВ₀, БВ₈, АВ₁

Специальных гидрогеологических исследований на месторождении не проводилось. Нижеследующие данные приводятся по данным опробования скважин и пластов и лабораторных исследований отобранных проб воды; соответствующие основные результаты определений сведены в табл.3.9....

При этом отсутствует определения, касающиеся некоторых физических характеристик и химических микроэлементов.

Верхний гидрогеологический этаж включает осадки палеогенового и четвертичного возрастов и характеризуется преимущественно свободным водообменом. Условия питания, движения, а также влияния геоморфологических и климатических факторов обуславливают наличие в нем пресных подземных вод.

Нижний гидрогеологический этаж включает отложения сеноман-юрского возраста и породы верхней части доюрского фундамента.

В его составе выделяется пять водоносных комплексов, разобщенных региональными водоупорами: доюрский, юрский, берриас-валанжинский, готерив-барремский и апт-альб-сеноманский.

Между собой они различаются условиями питания и водообмена, составом и минерализацией подземных вод, температурным режимом и т.д.

Сведения о комплексах приведены в соответствии с исследованиями приуроченных к ним продуктивных пластов: доюрский-М, юрский- Ю11, Ю2, берриас-валанжинский-БВ8, БВ6, БВ5, БВ4, БВ3, БВ2, БВ0-1, готерив-барремский-, АВ81, АВ80, АВ7, АВ6, АВ4, АВ3, АВ2 , АВ1, апт-альб-сеноманский.

Первый водоносный комплекс (доюрский) приурочен к палеозойским отложениям. Вскрыт скважинами 479Р, 7Р, 3005Р, 3001Р. 3002Р, 1670 и др. Представлены эти отложения как непроницаемыми, так и проницаемыми (трещиноватыми) породами. Дебиты пластовых вод колеблются от 1.9-2.9 м³/сут на динамическом уровне 1300м. (скв.7Р) до 160-190м³/сут (3001Р, 3002Р). Скважины находятся в присводовой части Медведевского поднятия (район залежи пластов М0-1). Остальные две скважины - в прицентральной части Соснинского поднятия, т.е. на удалении около 15км.

Отбор пробы и последующий анализ, воды выполнен в скв№16Р, удаленной от залежи М0-1 на 15,5км. Исследованиями в нем определилилась

напорность вод, статические уровни располагаются на абс отм. - 62.2 - 64.9 м (скв №16Р), температура пластовых вод равна +900С. Воды характеризуются повышенными минерализацией (35,4г/л), плотностью 1,025 г/см³ и коэффициентом метаморфизации - 0.93. Содержание микрокомпонентов невысокое: йода-4мг/л, брома- 69мг/л,

Второй водоносный комплекс (юрский) связан с породами коллекторами тюменской и васюганской свит. К верхней части отложений тюменской свиты приурочен продуктивный пласт Ю2, в кровле васюганской свиты находится продуктивный пласт Ю11.

Породы-коллекторы представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Юрский комплекс вскрыт 56 разведочными и эксплуатационными скважинами, толщина его составляет 70-80м. Переливы воды получены в 4 скважинах (№407, 451, 1751, 115Р) с дебитами от 1.32-99.5 м³/сут. Температура пластовой воды составляет 800С. Фильтрационно-емкостные свойства пород пласта Ю1 пониженные: открытая пористость около 17%, проницаемость по керну – до 0,1мкм². Химический состав пластовых вод комплекса изучен по 2 пробам (скв №451, 453). Воды хлор-кальциевого типа с минерализацией 38,65 г/л и плотностью 1,024 г/см³. Коэффициент метаморфизации 0.85 По отношению к доюрскому комплексу содержание микроэлементов определилось несколько повышенным: йода-19мг/л, брома 87мг/л. Коллектора юрского комплекса перекрываются (до 130м) толщей аргиллитов георгиевской, баженовской и низов мегионской свит.

Третий водоносный комплекс включает отложения мегионской и нижней половины вартовской свит, представленных переслаиванием песчано-глинистых отложений. В его объеме выделяются песчаные пласты ачимовской пачки с продуктивным горизонтом БВ8, а также 7 пластов вартовской свиты БВ6, БВ5, БВ4 БВ3, БВ2, БВ1, БВ0. Суммарная толщина пород данного комплекса составляет - 500 м. Наиболее полно изучена

законтурная область горизонта БВ8, где воды высоконапорные самоизливающиеся. При исследовании разведочных скважин дебиты пластовой воды составили 30-140 м³/сут. Анализы воды представлены по 120 пробам.

Пластовое давление в зависимости от глубины залегания пласта составляет 21.5-22.9 МПа, пластовая температура 71-74°С, в среднем 73,50°С. Воды минерализованные (25,84 г/л), с плотностью в стандартных условиях-1,017 г/см³. По химическому составу воды этого комплекса хлоркальциевого типа, безсульфатные, жесткие 99мг-экв/л, сильно метаморфизованные, коэффициент $\alpha = 0.75-0.76$ Среднее содержание микрокомпонентов: иода-17,7мг/л, брома-63,2мг/л.

По другим пластам комплекса лабораторные исследования по определению химсостава вод проведены в значительно меньшем объеме: по БВ6 -3 опр; по БВ4 - 4 опр; по БВ3 – 1опр, БВ0-1 - 2 опр (Табл.)

Полученные по ним результаты, согласуются с представленными для пласта БВ8 и вместе с тем вверх по разрезу наблюдаются постепенное снижение минерализации с 25,84 мг/л (БВ8) до 22,33мг/л (БВ0-1) с сопутствующим уменьшением плотности до 1,012 г/см³. Аналогичные, но более выраженные изменения химсостава вод проявляются в уменьшении содержания компонентов: 1. Na⁺⁺K⁺ с 7573мг/л (БВ6) до 6637мг/л (БВ0-1), 2. Са⁺² - от 2191мг/л до 1830 мг/л, 3. Cl⁻ от 15690 мг/л до 13587 мг/л.

Четвертый водоносный комплекс (готерив-барремский) включает песчано-глинистые отложения вартовской и низы алымской свит и отделяется от вышележащего апт-альб-сеноманского комплекса регионально выдержанной кошайской глинистой пачкой. К отложениям этого комплекса приурочены основные продуктивные пласты группы АВ (АВ81, АВ80, АВ7, АВ6, АВ4, АВ3, АВ2, АВ1) месторождений Нижневартовского нефтегазоносного района. По разрезу четвертого водоносного комплекса снизу вверх наблюдается постепенное небольшое

снижение с 21,8мг/л (АВ6) до 19,8мг/л (АВ1) минерализация вод; аналогичное также слабовыраженное изменение отмечается по содержанию макрокомпонентов: 1. Са+2 с 1623-1643мг/л (АВ6, АВ3) до 1074-1158мг/л (АВ1, АВ2), 2. Cl- -13323мг/л (АВ6, АВ3) до 11939мг/л (АВ1).

Пятый водоносный комплекс (апт-альб-сеноманский) представлен слабо сцементированными до рыхлых песками, песчаниками, алевролитами и глинами. Приурочен к отложениям покурской свиты толщиной 700-800 м.

Её воды используются для поддержания пластового давления объектов нефтедобычи. Фонтанный дебит водозаборных скважин в начальный период эксплуатации изменялся от 240-2204м³/сут. Плотность вод в стандартных условиях -1,010г/см³.

По химическому составу воды хлоркальциевые с минерализацией 16,6кг/м³. Содержание йода 8.5мг/л, Воды слаботермальные (температура 37-42 0С).

Шестой водоносный комплекс представлен отложениями палеоген-четвертичного возраста и практически слабо изучен. Отделяется от нижнего комплекса мощной водоупорной толщей преимущественно глинистого состава (от кузнецовской до люлинворской свит). Это отразилось на различии химического состава вод. В отличие от нижних 5 комплексов воды шестого комплекса представляются пресными, гидрокарбонатно-кальциевого типа. Она используется для хозяйственно-питьевого водоснабжения г. Стрежевого. С этой целью пробурены две скважины, эксплуатирующие водоносный горизонт атлымской свиты.

По содержанию большинства компонентов вода удовлетворяет санитарным нормам, но существенные превышения наблюдаются по содержанию железа (в 7-26 раз), марганца (в 3,9-5,2 раза), фенолов (в 6,7-11 раз); меньшая степень превышений отмечается по содержанию аммония (в 1,1-2,1 раза), кремния (в 1,2-1,8 раза) величина перманганатной окисляемости (в 1,9-2,4 раза).

В соответствии с ГОСТ 2761-84 «Источники централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения» определен невысокий (3 класс) исследованной воды. К указанному классу относятся воды, при доведении качества которых до санитарной нормы, наряду с аэрированием (удаление железа), обеззараживанием и фильтрованием требуется использование других дополнительных технологий, к примеру, озонирование.

На основе специального изучения водоносных горизонтов территории Томской области определен наклон пьезометрической поверхности выделенных комплексов. В региональном плане наклон по первому комплексу происходит в северо-западном направлении от отметок +110-90м (Усть-Сильгинское, Мыльджинское месторождения) до +63 - 66м (Советское месторождение). По второму водоносному комплексу (пласт БВ8) от +99-91м (Моисеевское месторождение) до +65м (Советское месторождение).

В соответствии с вышеизложенным по химической характеристике указанных пяти комплексов пластовые воды Советского месторождения (классификация В.А. Сулина) хлоркальциевого типа, жесткие, без сульфатные, с невысокой минерализацией, которая с глубиной возрастает от 16,6 г/см³ (пласты ПК, покурская свита) до 38,6 г/см³ (пласт Ю1 васюганская свита). По показателям содержания бикарбонатов, сульфатов, ионов магния, выражено устойчивых различий по горизонтам, пока не выявлено. В практике промысловых работ выявление источников водопрооявления по результатам химанализов вод, как правило, удается по содержанию ионов хлора и кальция. В пластовых водах меловых отложений со значением несколько превышающие граничное кондиционное 10мг/л определен только йод. Пластовые воды Советского месторождения не исследованы на содержание химэлементов бора, лития, стронция, рубидия и цезия.

4. Защита промышленных трубопроводов от внутренней коррозии на Советско-Соснинском нефтяном месторождении

4.1 Коррозия металлов

Коррозия металлов называется спонтанным разрушением металлических материалы из-за химических или электрохимических их взаимодействие с окружающей средой. Основой этого взаимодействия являются химические и электрохимические реакции, а иногда и механические воздействие внешней среды. Среда, в которой металл корродирует является агрессивной. В этом случае образуются коррозионно-химические соединения, содержащие металл в окисленной форме, который является более стабильными для большинства металлов. Продукты | коррозии осаждается на поверхности металла в виде оксидных пленок или ржавчины. В зависимости от плотности и адгезии наблюдаются разные случаи.

Коррозия определяется как атака на материал в результате химической, часто электрохимической реакции, с окружающей средой. Согласно этому определению термин коррозия может применяться ко всем материалам, включая неметаллы. Но на практике слово «коррозия» в основном используется в сочетании с металлическими материалами.

Химическую коррозию можно рассматривать как окисление и происходит под действием сухих газов, часто при высоких температурах. С другой стороны, электрохимическая коррозия протекает с помощью электродных реакций, часто во влажных средах, то есть влажной коррозии [11].

Все металлы в сухом воздухе покрыты очень тонким слоем оксида толщиной около 100 (10 -2 мкм). Этот слой создается химической коррозией с кислородом в воздухе. При очень высоких температурах реакция с кислородом в воздухе может продолжаться без ограничений, и металл быстро превращается в оксид.

Тонкие слои оксида могут защитить металл от продолжающейся атаки, например, в водном растворе. На самом деле именно эти слои оксида и / или продуктов коррозии образуются на поверхности металла, которые защищают металл от продолжающейся атаки в гораздо большей степени, чем коррозионная стойкость самого металла. Электролит содержит растворенный кислород из воздуха и растворенную соль.

При эксплуатации нефтепроводов все металлоконструкции, подвергаются долгосрочным воздействиям внешних факторов и внутренних агрессивных сред. В этом случае в металле возникают процессы коррозии, происходит разрушение структур и значительные экономические потери. Поэтому коррозия является причиной аварий и остановок, ремонтными работами, заменой участков нефтепровода и поврежденных конструкций. Это коррозия, которая часто вызывает ощутимую потерю транспортируемого продукта, что приводит к загрязнению окружающей среды и простою оборудования для потребителей нефти [12].

4.2 Виды коррозии металлов

Разнообразие агрессивных сред, типов металлических материалов и различных физических воздействий на них приводят к различным процессам коррозии и различным типам их классификации.

По механизму процесса:

- химическая коррозия, относится к постепенному разрушению металлической поверхности из-за реакции поверхности с веществами в ее внешней среде. Он часто характеризуется окислением металла кислотой с образованием оксидов ;
- электрохимическая коррозия — взаимодействие металла с коррозионной средой, при котором ионизация атомов металла и восстановление окислительного компонента коррозионной среды протекают не в одном акте и их скорости зависят от электродного потенциала металла. Коррозия часто начинается в месте , где металл находится под напряжением

(при изгибе или сварке) или изолирован от воздуха (где два куска металла соединены или под свободно прилипшей лакокрасочной пленкой). Ионы металлов растворяются в пленке влаги и электроны мигрируют в другое место, где они поглощаются деполяризатором. Кислород является наиболее распространенным деполяризатором [14].

По условиям протекания:

- Газовая коррозия — корродируют металлы в газах при высоких температурах;
- Атмосферная коррозия — корродируют металлы в атмосфере влажного газа;
- Жидкостная коррозия — коррозия металлов в жидкой среде: в неэлектролите и в электролите;
- Подземная коррозия — коррозия металлов в почвах и грунтах;
- Биокоррозия — коррозия металлов под влиянием жизнедеятельности микроорганизмов;
- Структурная коррозия — коррозия, связанная со структурной неоднородностью металла;
- Коррозия внешним током — электрохимическая коррозия металлов под воздействием тока от внешнего источника;
- Коррозия блуждающими токами — электрохимическая коррозия металлов под воздействием блуждающего тока;
- Контактная коррозия — электрохимическая коррозия, вызванная контактом металлов, имеющих разные стационарные потенциалы в данном электролите;
- Щелевая коррозия — усиление коррозии в щелях и зазорах между металлами, а также в местах неплотного контакта металла с неметаллическим коррозионно-инертным материалом;

- Коррозия под напряжением — коррозия металлов при одновременном воздействии коррозионной среды и механических напряжений и другие виды коррозии.

4.3 Механизм возникновения электрохимической коррозии

Коррозию можно определить, как разрушение материалов химическими процессами. Из них наиболее важным является электрохимическая коррозия металлов, в которых процесс окисления $M \rightarrow M^{+} + e^{-}$ облегчается наличием подходящего акцептора электронов, который иногда упоминается в исследованиях о коррозии как деполяризатор.

В некотором смысле коррозию можно рассматривать как спонтанное возвращение металлов в их руды; огромное количество энергии, потребляемой при добыче, переработке и производстве металлов в полезные объекты, рассеивается различными путями [15]

Особенностью большинства процессов коррозии является то, что стадии окисления и восстановления происходят в отдельных местах на металле. Это возможно, потому что металлы являются проводящими, поэтому электроны могут протекать через металл от анодной к катодной области. Присутствие воды необходимо для транспортировки ионов в металл и из него, но достаточно тонкой пленки адсорбированной влаги.

Коррозия часто начинается в месте, где металл находится под напряжением (при изгибе или сварке) или изолирован от воздуха (где два куска металла соединены или под свободно прилипшей лакокрасочной пленкой). Ионы металлов растворяются в пленке влаги и электроны мигрируют в другое место, где они поглощаются деполяризатором. Кислород является наиболее распространенным деполяризатором; полученные гидроксидные ионы реагируют с Fe^{2+} с образованием смеси оксидов водяного железа, известных как ржавчина.

Таблица 3.1 - Электродный потенциал различных металлов

Металл	Электродный потенциал,
--------	------------------------

	ВОЛЬТ
Золото	0,42
Серебро	0,19
Нержавеющая Сталь (Aisi 304), Пассивное Состояние	+0,09
Медь	+0,02
Нержавеющая Сталь (Aisi 304), Активное Состояние	-0,29
Свинец	-0,31
Сталь	-0,46
Кадмий	-0,49
Алюминий	-0,51
Оцинкованная Сталь	-0,81
Цинк	-0,86
Магниевый	-1,36

Электродный потенциал металла является показателем склонности металла к растворению и коррозии в определенном электролите. Также упоминается «благородство» металла. Чем благороднее металл, тем выше потенциал, тем меньше склонность к растворению в электролите. Электродные потенциалы различных металлов могут быть указаны относительно друг друга в гальванических рядах для разных электролитов.

4.4 Способы защиты трубопроводов от внутренней коррозии

Коррозия является одной из наиболее распространенных проблем, с которыми сталкиваются в отрасли. Существуют различные инновационные шаги, которые были введены для защиты от коррозии. Однако, по многим причинам, эти эффективные и инновационные шаги оказались неудачными в долгосрочной перспективе.

Профилактика всегда лучше лечения. Компании тщательно следят за тем, чтобы внутренние трубопроводы регулярно чистились, чтобы предотвратить и минимизировать коррозию.

Для защиты нефтепроводов от коррозии изначально выполняются технологические меры. В частности, интенсивность может быть уменьшена путем более тщательной очистки нефти от различных примесей, как механических, так и растворенных, а именно из солей и газов (прежде всего сероводорода).

В некоторых случаях можно увеличить расход нефти и обеспечить стабильность скорости откачки. Традиционным способом борьбы с коррозией является также использование электрохимической защиты

Общим методом борьбы является использование так называемых ингибиторов коррозии, то есть веществ, которые при растворении в перекачиваемой среде реагируют с металлом труб, образуя на нем защитную пленку. Коррозионные ингибиторы могут быть растворимы в воде и в углеводородах, в ряде случаев используется комплекс ингибиторов. Также важно наблюдать концентрацию ингибиторов в перекачиваемом продукте, поскольку при их недостаточной концентрации положительный эффект не будет достигнут.

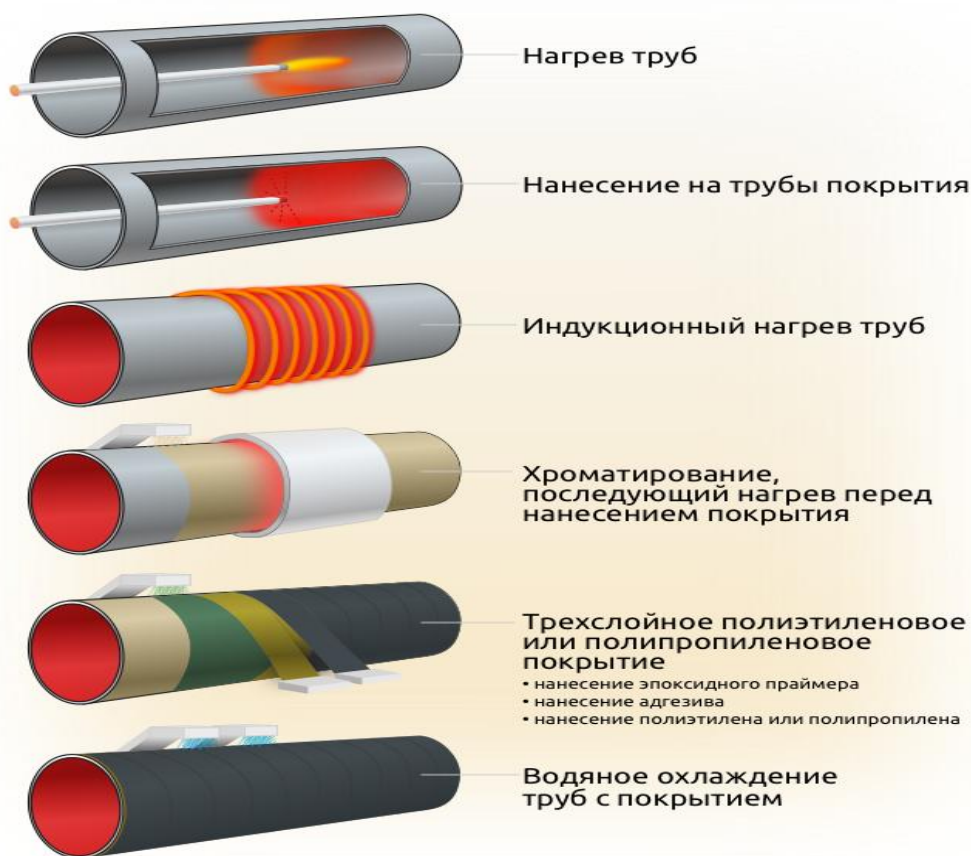


Рисунок 4.1 – Методы защиты внутренней поверхности труб от коррозии

Способ защиты внутренней поверхности труб путем нанесения защитных покрытий имеет долгую историю и постоянно совершенствуется.

Покрытия можно разделить на три группы: полимерные, силикатно-цементные и комбинированные. Полимерные делятся на краски и лаки, порошок и пленку. Силикатные материалы представлены специальными стеклянными эмалями, а цементные материалы - цементом определенных сортов.

Комбинированные материалы представляют собой смеси полимерных материалов и того же цемента. Стоит отметить, что высококачественное антикоррозионное покрытие может состоять из нескольких слоев, включая так называемые грунтовки и наружные покрывающие пленки.

Возрастающая доля приходится на порошковые полимерные покрытия. Они применяются различными способами в виде порошка на внутренней поверхности труб, нагретых до достаточно высокой температуры (около 300 градусов Цельсия) и спекаются на поверхности, образуя сплошную пленку на поверхности металла.

Инженеры разных стран постоянно разрабатывают все новые материалы для внутреннего покрытия трубопроводов - и не только для борьбы с коррозией. Полимерные покрытия, позволяют прокачивать нефть быстрее, что повышает эффективность работы нефтепровода. В то же время есть задачи, окончательное решение которых в будущем, например, выделение внутренней зоны сварного соединения. В идеале необходимо убедиться, что внутреннее покрытие равномерно распределено по всему трубопроводу.

4.5 Ингибиторы коррозии

Ингибиторной защите от внутренней коррозии подлежат нефтегазопроводы, в которых происходит расслоение транспортируемой жидкости на фазы с выпадением воды в виде отдельной фазы (водного подслоя), а также транспортирующие прямую водонефтяную эмульсию («нефть в воде»), водоводы, транспортирующие пластовые и сточные воды, при условии, что скорость коррозии превышает 0,5 мм/год. В соответствии с

РД 39-0147103-362-86 среды с коррозионным проникновением более 0,5 мм/год относятся к сильноагрессивным, среды с коррозионным проникновением от 0,1 до 0,5 мм/год – к среднеагрессивным. Ингибиторная защита может применяться и для трубопроводов, транспортирующих среднеагрессивные и слабоагрессивные (коррозионное проникновение 0,01 – 0,1 мм/год) среды. Это касается трубопроводов, пролегающих в природоохранных зонах или имеющих важное хозяйственное значение, а также напорных нефтепроводов с возможным выпадением водной фазы и остановка которых из-за аварии по причине коррозии может привести к значительным финансовым потерям.

Коррозионный мониторинг, осуществляемый подрядной организацией, является обязательным мероприятием, которое следует проводить с целью оценки текущего состояния коррозионной агрессивности рабочих сред, контроля эффективности проводимых мероприятий по защите от коррозии и разработка рекомендаций по изменению технологии ингибирования и коррозионного мониторинга.

Для защиты трубопроводов от внутренней коррозии допускаются ингибиторы коррозии, показавшие в ходе опытно-промысловых испытаний скорость коррозии защищаемой среды не более 0,1 мм/год и разрешенные к применению на объектах Общества.

Ингибитор коррозии представляет собой химическое соединение, что при добавлении к жидкости или газа, снижает коррозионную скорость материала, обычно это металл или сплав.

Эффективность ингибитора коррозии зависит от состава жидкости, количества воды и режима потока. Общим механизмом ингибирования коррозии является образование покрытия, часто пассивирующего слоя, который предотвращает доступ коррозионного вещества к металлу. Однако постоянные обработки, такие как хромирование, обычно не считаются

ингибиторами. Вместо этого ингибиторы коррозии являются добавками к жидкостям, которые окружают металл или сплав.

Ингибирующая защита от внутренней коррозии подлежит трубопроводам, в которых транспортируемая жидкость стратифицируется на фазы (нефть, вода, газ), а также при транспортировке эмульсий.

Коррозионные ингибиторы в защищенной трубопроводной системе подаются с использованием оборудования БР-2,5, БР-10, БР-25, УБПР, УДПХ, УДЭ и др. В соответствии с технологическими регламентами, разработанными на основе инструкций по использованию ингибитора.

Существуют следующие способы подачи ингибиторов коррозии в защищенные трубопроводы:

1. постоянная дозировка с дозированной концентрацией ингибитора в трубопроводе должна быть достаточной для формирования и поддержания защитной пленки на металлической поверхности стальной трубы. При достаточной концентрации ингибитора на металлической поверхности образуется защитная пленка, что снижает уровень коррозии металла трубопровода до приемлемого уровня. Дозируемая концентрация ингибитора выбирается экспериментально-промышленными испытаниями и определяется в процессе применения на конкретном трубопроводе.

2. периодическое дозирование и ударные концентрации ингибитора, обладающего эффектом последействия, дозируются. Используемые ингибиторы с этой технологией образуют защитную пленку, которая сохраняет свои защитные свойства в течение длительного времени. Временной интервал между обработками определяется экспериментальными испытаниями и указан во время применения на конкретном трубопроводе и не должен превышать время последействия используемого ингибитора. В зависимости от свойств дозировки ингибитора интервалы между повторениями могут варьироваться от одной недели до нескольких месяцев.

3. диспергированное дозирование (используется только для защиты трубопроводов систем сбора нефти). При этом способе ингибитор коррозии периодически подается в затрубное пространство нескольких скважин, расположенных в разных кустах месторождения, и одновременно непрерывно дозируется в ряд трубопроводов.

В современное время применяются такие марки ингибиторов, как СНПХ-1004, НАПОР-1007, Катасол 28-5, ДОН-52, АНП-2М для ингибирования бактериальной коррозии.

Для ингибирования от сероводорода СНПХ – 6301 «А», «З», «КЗ»; СНПХ – 6302 «Б»; «Нефтехим»; СНПХ – 1004; Тинкор – 1 и т.д.

Анодные ингибиторы. Этот тип ингибитора коррозии действует путем образования защитной оксидной пленки на поверхности металла. Это вызывает большой анодный сдвиг, который заставляет металлическую поверхность в зону пассивации, что снижает коррозионный потенциал материала. Некоторые примеры - хроматы, нитраты, молибдаты и вольфрамат.

Катодные ингибиторы. Эти ингибиторы замедляют катодную реакцию, чтобы ограничить диффузию восстанавливающих видов на поверхность металла. Примерами ингибиторов этого типа являются катодные яды и поглотители кислорода.

Смешанные ингибитор. Это пленкообразующие соединения, которые уменьшают как катодные, так и анодные реакции. Наиболее часто используемыми смешанными ингибиторами являются силикаты и фосфаты, чтобы предотвратить образование ржавчины.

Летучие ингибиторы коррозии. Представляют собой соединения, которые транспортируются в замкнутой среде к месту коррозии путем испарения из источника.

Обладая превосходными теплофизическими свойствами, будучи экологически чистым, негорючим и недорогим веществом в естественном

состоянии, вода содержит достаточное количество солей. В результате наблюдается тенденция к образованию окарины, высокой коррозионной стойкости к металлам. Это отрицательно сказывается как на повседневной жизни, так и на масштабах внутри чайника, электроприборов и промышленного производства, что усложняет многие технологические процессы. Все это стало стимулом для разработки и использования ингибитора коррозии, химического соединения, которое замедляет образование коррозии и ржавчины. Современные производители ингибитора предлагают вещества как в сухой, порошкообразной форме, так и в жидком виде в виде концентрата.

Производство ингибитора коррозии и защита конструкций от коррозионных процессов давно является одной из актуальных проблем для многих заводов. Этот вопрос рано или поздно приходит к инженерам с точки зрения повышения эффективности производства, сокращения аварий, простоев, сокращения затрат на ремонт и ремонтные работы. Актуальность проблемы усугубляется тем, что высокие температуры, характерные для многих технологических процессов, являются катализатором для масштабирования на внутренней поверхности оборудования и конструкций, например, стен труб. Это снижает эффективность систем в целом, повышает износостойкость отдельных компонентов, особенно трения, снижает срок службы оборудования. Очистка или стирка конструкций не решает проблему, обработанные поверхности снова подвергаются коррозии и осаждению соли.

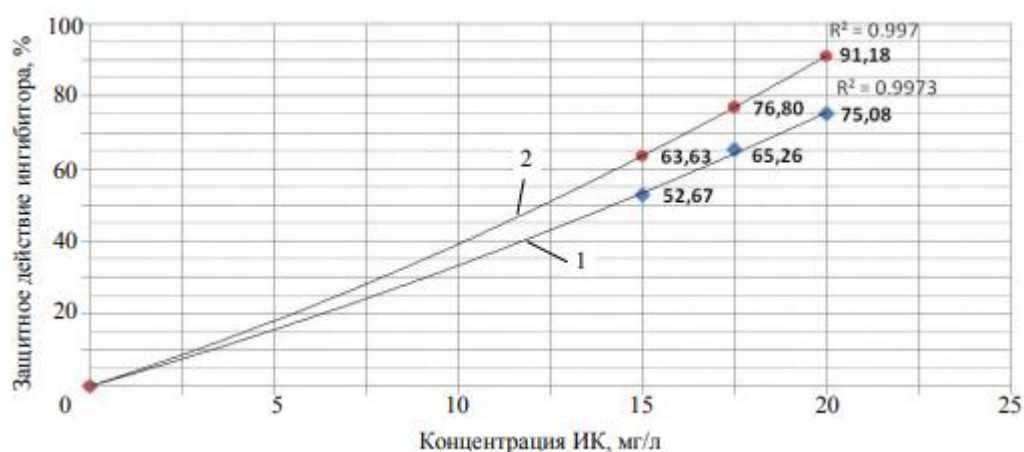


Рисунок 4.2 – Зависимость защитного действия ингибитора от его концентрации в условиях с остаточной намагниченности и без остаточной намагниченности

Коррозия также усугубляется в случае частичного покрытия поверхности металла водой: работа емкостного оборудования, полупогруженных металлических опор, трубопроводов дренажных систем, днища плавучего оборудования. Это вызвано высокой коррозионной агрессивностью водяного пара в сочетании с неэффективностью антикоррозионной защиты от воды и ее паров. Более конкретно, необходимы ингибиторы коррозии - агенты, которые защищают или удаляют ржавчину и коррозию металла с поверхности. И каждый производитель ингибиторов стремится повысить эффективность своих продуктов.

Ингибиторы марки «СП-В» научно – производственного химического предприятия «Спектропласт» г. Санкт-Петербург обеспечивают антикоррозионную защиту конструкций различных типов.

Скорость коррозии для различных частей образца	Скорость коррозии в водной среде образцов стали Ст20 при 20°C, мм\год					
	Полупогруженный образец		Образец, полностью погруженный в воду		Образец в паровой фазе	
	без ингибиторов	с ингибиторами	без ингибиторов	с ингибиторами	без ингибиторов	с ингибиторами
Погруженная часть	0,3	0,01/0,005	0,2	0,01/0,005	—	—
Граница раздела фаз	0,8	0,03/0,04	—	—	—	—
Надводная часть	0,5	0,02/0,05	—	—	0,4	0,02/0,05

Рисунок 4.3 - Данные коррозионных испытаний трубы из стали, погруженной в водную среду, в присутствии и отсутствии концентрата СП-В-10-0.

В свою очередь, производители ингибиторов коррозии обычно готовят растворы, которые используются в соотношении 1:1. Отличительной особенностью СП-В является его высвобождение в виде готового концентрата, который является гораздо более экономичным при использовании на предприятии.

4.6 Применение ингибиторов на месторождении

Исследуемая компания подбирает ингибиторы для устранения коррозии в стволах скважин, трубопроводах для сохранения целостности в течение многих лет; смягчение точечной коррозии, дорогостоящих коррозионных сбоев и времени простоя; более низких дозировок, которое требуют меньших насосов и инфраструктуры для доставки; а также комбинированные продукты для минимизации затрат, связанные с применением.

Для дозированной подачи ингибиторов коррозии применяются блочные дозировочные установки типа БРХ, БДР, УДХ.

Установки выполнены в блочном исполнении и обладают полной автономностью в работе. Все оборудование блока смонтировано на сварной раме и укрыто теплоизолированной будкой. Будка герметичной перегородкой разделена на два отсека: отсек технологический и отсек аппаратный.

В технологическом отсеке смонтированы:

- Насос-дозатор (агрегат плунжерный), осуществляющий объемное непрерывное дозирование жидких реагентов.
- насос шестеренный, осуществляющий заполнение технологической ёмкости реагентом и периодическое перемешивание реагента в технологической ёмкости.
- ёмкость технологическая, предназначенная для хранения реагента.

Для регулирования подачи дозировочный насос оборудован устройством, изменяющим величину хода плунжера насоса и, соответственно, его производительность.

Указатель уровня жидкости соединен с технологической ёмкостью трубопроводом и служит для визуального контроля уровня жидкости в ёмкости.

В аппаратном отсеке смонтирован шкаф управления. Шкаф управления обеспечивает автоматизацию технологического процесса.

В технологии должна быть предусмотрена дренажная емкость, для удаления отложений и остатков химреагентов, извлекаемых при очистке емкостей, аппаратов.

При применении ингибиторов по технологиям ударных обработок используются передвижные насосные агрегаты типа ЦА-320, для транспортировки ингибиторов к месту закачки – автоцистерны АЦ, ЦР.

Для организации системы коррозионного мониторинга на трубопроводах, транспортирующих обводненную нефть, рекомендуется

установка от 2 до 6 узлов контроля коррозии, в зависимости от физико-химических свойств газожидкостной среды и гидродинамических условий в трубопроводе. Для непрерывной оценки эффективности ингибиторной системы защиты от коррозии, а также для отслеживания коррозионной агрессивности транспортируемой среды во времени на особо ответственных участках возможна установка коррозиметров (LPR и/или ER) с накопителями информации или коррозиметров, работающих в режиме реального времени по GSM каналам. Установка коррозиметров с накопителями или коррозиметров, передающих информацию в режиме реального времени, позволяет детально отслеживать выполнение регламента ингибирования и проводить его оперативную корректировку.

Водоводы системы ППД должны оборудоваться узлами контроля коррозии из расчета 2–3 узла на одно защищаемое направление. Узлы контроля должны устанавливаться на самом высокоскоростном и самом низкоскоростном участках водоводов для определения эффективности реагентов в условиях возможной коррозионной эрозии и медленных течений, при которых может произойти выделение в отдельную фазу некоторых ингибиторов.

Общие требования к образцам в соответствии с ГОСТ 9.905-82. Образцы для испытаний должны изготавливаться из металла трубопровода или металла, близкого ему по химическому составу и механическим свойствам. Для мониторинга в эксплуатационных условиях рекомендуются плоские образцы в виде пластин и дисков или цилиндрические образцы.

В системах нефтесбора и ППД на месторождении используются следующие типовые технологии применения ингибиторов:

- Постоянная дозированная подача реагента;
- Постоянная дозированная подача реагента с периодическим кратковременным увеличением концентрации (ударная доза). Ударная доза

вводится в систему для быстрого формирования защитной пленки на поверхности металла в начальный период применения ингибитора или после перерывов в его применении. Концентрация ингибитора в этот период в 4-6 раз превышает постоянную дозировку. Продолжительность ввода ударной дозы составляет от 12 до 24 часов.

– Периодическая обработка ингибитором или его раствором при концентрации от 200 до 2000 мг/л в течение 12-48 часов с последующим прекращением подачи на срок до 30 суток. Технология основана на применении ингибиторов, способных длительное время сохранять на металле устойчивую защитную пленку (эффект последействия).

– Периодическая обработка «пробкой» ингибитора между разделителями. Технология заключается в прокачке по трубопроводу «пробки» раствора ингибитора, заключенной между разделителями. Начальный участок трубопровода должен быть оборудован камерой пуска скребка, а конечный участок – камерой приема скребка и емкостью для приема «пробки». Технология может использоваться только для неразветвленных трубопроводов. Объем ингибитора, помещаемый между разделителями ($V_{пр.}$, м³), описывается формулой:

$$V_{пр.} = (1/\rho) * \pi * D * L * m * 10^{-6},$$

где D – внутренний диаметр трубопровода, м;

L – протяженность защищаемого участка, м;

m – удельный расход ингибитора на единицу площади, принимаемый в зависимости от вязкости реагента и состояния внутренней поверхности трубопровода от 200 до 400 г/м²;

ρ – плотность ингибитора, г/см³.

Основным режимом подачи реагентов является непрерывное дозирование ингибиторов коррозии в обрабатываемую воду. В отсутствие стационарных блоков дозировки реагентов, допускается использование технологий периодической дозированной и рассредоточенной подачи с

использованием передвижных насосных агрегатов. Однако следует иметь в виду, что при наличии мехпримесей и скорости потока более 1 м/с, ингибиторная пленка абразивно удаляется вдоль нижней образующей трубы, создавая условия для развития «ручейковой» коррозии с высокой скоростью. В связи с этим технологии периодического дозирования находят ограниченное применение.

Дозировочный насос должен развивать давление, превышающее максимальное давление в системе в точке ввода ингибитора. Производительность насоса (q , л/ч) для закачки ингибитора в состоянии поставки в защищаемую систему описывается формулой

$$q = Q \cdot C / 24000 \cdot \rho,$$

где Q – расход сточной воды в защищаемой системе, м³/сут;

C – рекомендуемая концентрация ингибитора в системе, г/м³;

ρ – плотность ингибитора, г/см³;

24000 – переводной коэффициент.

Подача ингибитора в защищаемую систему начинается с ударной дозы с целью оперативного формирования сплошной защитной пленки на поверхности защищаемого оборудования. Ударная доза обычно в 4–6 раз превышает постоянную рабочую дозировку, а продолжительность ее ввода составляет от 12 до 48 часов. После ударной дозы переходят к закачке ингибитора с рабочей дозировкой, обеспечивающей его оптимальную концентрацию в попутно-добываемой воде.

Оптимальная концентрация – это минимальная концентрация ингибитора, при которой в конечной точке контроля обеспечивается скорость коррозии защищаемой среды не более 0,1 мм/год.

Для определения оптимальной концентрации проводят несколько серий испытаний, при которых концентрацию ингибитора изменяют от 50 до 20 г/м³ и определяют соответствующее значение степени защиты. Первоначальную дозировку устанавливают в соответствии с рекомендациями

завода-изготовителя или НИИ, проводившего лабораторные и (или) стендовые испытания ингибитора. В том случае, если скорость коррозии в точках контроля окажется более 0,1 мм/год, необходимо увеличивать дозировку до тех пор, пока скорость коррозии не станет $\leq 0,1$ мм/год или, если это экономически не оправдано, перейти на другой реагент. В ходе эксплуатации трубопровода окончательную дозировку определяет подразделение Общества на основании результатов коррозионного мониторинга, выполняемого специализированной организацией.

Для превалирующего количества залежей Советского месторождения начальная нефтенасыщенность ниже предельной.

В отношении фактора влияния состава нефтей следует сразу отметить, что несмотря на высокий этаж нефтеносности разреза от АВ1 до М и большая часть разреза залежей недонасыщена нефтью. В этой связи наиболее вероятно, что все породы, слагающие продуктивный разрез, имея определенное сходство в литолого-петрографическом составе, относятся к фильным. В качестве же основных наиболее изменчивых показателей, влияющих на КОН, выделяются степень нефтенасыщенности, структура порового пространства и ФЕС коллекторов. При этом примечательно, что диапазон изменчивости средних значений параметров по всему разрезу этажа нефтеносности практически идентифицируется с изменчивостью по объему залежи каждого объекта. При этом выделяются как менее типичные, только крайние пласты этажа: АВ11+2а, юрские и М.

Исследования коэффициента вытеснения нефти водой на образцах керна Советского месторождения проводились (в различные периоды) в соответствии с ОСТ 36-195-86 специализированными подразделениями институтов СибНИИНП, ТФ СургутНИПИнефть и ТомскНИПИнефть. Причем исследования институтом СибНИИНП выполнены в начальный период (1970-90гг) работ в этом направлении из всей (суммарной) выборки им проведено наибольшее количество определений. Следует также заметить,

что эти указанные определения СибНИИНП в своем большинстве вошли в состав попластовых выборок при построении корреляционных зависимостей.

	Значения коэффициентов							
	газопроницаемости,		нефтенасыщенности, д.ед.					
Пласт	мкм ²		начальной		остаточной		Кол.-во опред.	Институты выполнившие исследования
	диапазон значений	среднее значение	диапазон значений	среднее значение	диапазон значений	среднее значение		
АВ ₁	0.002-0.873	0.121	0.28-0.76	0.54	18.3-28.6	0.23	46	СибНИИНП
	0.014-0.181	0	0.46-0.69	0.62	22.3-34.1	0.29	24	ТомскНИПИнефть
	0.005-0.790	0.174	0.32-0.78	0.54	18.2-29.6	0.26	13	Тф СургутНИПИнефть
		0.117		0.56		0.25	83	
АВ ₃	0.123-0.235	0.186	0.54-0.56	0.55	0.22-0.23	0.23	3	СибНИИНП
АВ ₄	0.086-0.146	0.123	0.63-0.69	0.66	0.23-0.25	0.24	4	СибНИИНП
АВ ₆	0.338-0.515	0.427	0.59-0.60	0.59	0.23-0.24	0.24	2	СибНИИНП
БВ ₀₋₁	0.180-0.910	0.489	0.69-0.78	0.74	0.35-0.50	0.40	14	ТомскНИПИнефть
	0.090-0.443	0.299	0.54-0.75	0.68	0.21-0.34	0.28	9	Тф СургутНИПИнефть
		0.415		0.7		0.35	23	
БВ ₈	0.010-2.173	0.28	0.47-0.84	0.71	0.21-0.29	0.24	28	СибНИИНП
	0.014-0.983	0.177	0.52-0.75	0.65	0.23-0.45	0.34	35	ТомскНИПИнефть
	0.196-0.380	0.281	0.62-0.64	0.63	0.33-0.34	0.34	3	Тф СургутНИПИнефть
		0.225		0.67		0.29	66	

Рисунок 4.4 – Результаты лабораторных исследований

Таким образом, по сформированной выборке (32 образца) 9 скважин объекта БВ8 средняя величина КОН составила 0,244, по отношению к средней по выборке СибНИИНП увеличение составило 0,01ед., т.е. акцентируя внимание на представительности исследованного керна в последующем компанией целесообразным считается опираться на результаты исследований, выполненных в СибНИИНП. Причем анализ последних позволяет отметить заметное и логичное (с позиции физики процесса) снижение остаточной нефти по мере увеличения проницаемости образцов.

Ингибитор коррозии CNPX-6301 является давно зарекомендовавшим себя и хорошо зарекомендовавшим себя реагентом, предназначенным для защиты внутренней поверхности стальных трубопроводов систем поддержания пластового давления (PDP) и систем для сбора водоотталкивающего масла в среде сероводорода и углекислого газа. Это

один из самых распространенных реагентов, используемых в течение многих лет.

Выпускаются две марки ингибитора:

- летняя — СНПХ-6301«А»;
- зимняя концентрированная — СНПХ-6301«КЗ».

Физико-химические свойства СНПХ-6301		
Марка	СНПХ-6301 «А»	СНПХ-6301 «КЗ»
Внешний вид	жидкость от светло-желтого до светло-коричневого цвета	
Температура застывания, °С	минус 20	минус 40
Плотность при 20 °С, кг/м³	872	905
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм²/с	12,5	5,23
Растворимость	растворим в нефти, диспергирует в воде	

Рисунок 4.5 – Физико-химические свойства СНПХ-6301«КЗ»

Технология применения ингибиторов включает в себя следующие контрольные операции:

- входной контроль полученной партии ингибиторов коррозии на соответствие ТУ;
- определение массовой концентрации ингибитора коррозии в агрессивной среде;
- учет фактического расхода ингибитора коррозии;
- определение физико-химических свойств агрессивной среды;
- определение коррозионной активности транспортируемых сред и степени защиты ингибитора.

Учет фактического расхода ингибитора ведется персоналом, обслуживающим дозировочную установку. Расход определяется по указателю уровня, установленного на расходной емкости с ингибитором. Указатель уровня должен иметь шкалу с ценой деления 0,1 см, градуированную в единицах объема. Данные расхода ингибитора ежедневно обслуживающим персоналом подрядной организацией заносятся в сменный журнал.

Скорость коррозии измеряются специализированной организацией по образцам-свидетелям, которые изготавливаются из стали той марки, из которой изготовлен защищаемый трубопровод. Допускается применение мягких низко- и среднеуглеродистых сталей марок ст. 3, ст. 10, ст. 20, ст. 45. Обработку образцов-свидетелей до и после испытаний производят в соответствии с ГОСТ 9.506-87.

Образцы устанавливают в узлах контроля в количестве не менее 3-х штук с помощью лубрикаторных устройств. Зонд с образцами опускается в трубопровод до соприкосновения с нижней образующей с тем, чтобы определить коррозионную агрессивность водной фазы. Время экспозиции образцов – 14-30 дней. При изменении дозировки ингибитора производится внеочередная замена образцов.

Скорость коррозии (V , г/м²×ч) описывается формулой

$$V = (m_1 - m_2) / S \cdot \tau,$$

где m_1, m_2 – масса образцов-свидетелей до и после испытания, г;

S – площадь образца-свидетеля, м²;

τ – время испытания, ч.

Величина коррозионного проникновения рассчитывается по потере массы образца из углеродистой стали от воздействия коррозионной среды после удаления продуктов коррозии. Между коррозионным проникновением (КП, мм/год) и потерей массы (ПМ) существует следующая зависимость

$$\text{КП} = 8,76 \cdot \text{ПМ} / g,$$

где g - плотность металла, г/см³.

Для трубных сталей $g = 7,86 - 8,00$. Поэтому предыдущую формулу с достаточной точностью можно записать в виде:

$$\text{КП} = 1,1 \cdot \text{ПМ}.$$

При длительном применении реагента его эффективность также оценивается по изменению удельной частоты порывов до и после внедрения реагента, а также по динамике изменения толщины стенки, измеряемой с

определенной периодичностью неразрушающими средствами контроля в одних и тех же точках.

При снижении защитного действия необходимо в первую очередь определить остаточную концентрацию реагента в воде, отобранной на конечном участке трубопровода. Концентрация ингибитора в воде определяется согласно ТУ на соответствующий продукт. В том случае, если остаточная концентрация ингибитора в конечной точке защищаемого участка окажется ниже защитной, необходимо увеличить рабочую дозировку ингибитора.

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Рассмотрим организационную структуру управления ПАО «Роснефть» и основные направления деятельности предприятия. Компания АО «Томскнефть» входит в структуру ПАО «Роснефть».

История компании ПАО «Роснефть» неразрывно связана с историей отечественной нефтяной промышленности. Первые упоминания о предприятиях, ныне входящих в состав, «Роснефти» датируются концом 19-го века. В 1889 году, например, началась разведка нефтяных месторождений на Сахалине. В структуре ПАО «Роснефть» входят все основные нефтегазоносные провинции России, в том числе Западную Сибирь, Восточную Сибирь, Поволжский и Уральский регионы, Дальний Восток, Тимано-Печору, Краснодарский край, а также шельфы морей Российской Федерации, в том числе Арктический, а также перспективные регионы за рубежом, в частности, в Латинской Америке и в Юго-Восточной Азии.

АО «Томскнефть» реализует программу геолого-технических мероприятий стремится к максимальному повышению эффективности деятельности, применяет активное эксплуатационное бурение на территории более 42 тысяч кв. км. Площадь лицензионных участков - свыше 20 тысяч кв. км. Отличительной чертой является разбросанность месторождений, которые располагаются на болотах и неосвоенных землях. Остаточные извлекаемы запасы составляют более 300 млн. тонн. Объем добычи за 2017 год составил около 10 млн. тонн нефти и газа более 2 млрд. м³. В 2018 году предприятие планирует сохранить набранные темпы и продолжить активное эксплуатационное бурение во всех регионах присутствия.

Стратегия развития предприятия связана с эффективностью использования минерально-сырьевой базы. Для реализации стратегии развития и достижения запланированного уровня добычи нефти и газа АО «Томскнефть» реализует обширную программу геолого-технических

мероприятий, стремится к повышению эффективности деятельности, применяет новейшие технологии и технику.

Самыми распространенными методами повышения надежности эксплуатации труб применяемыми нефтедобывающей компанией являются методы, представленные на рисунке 5.1

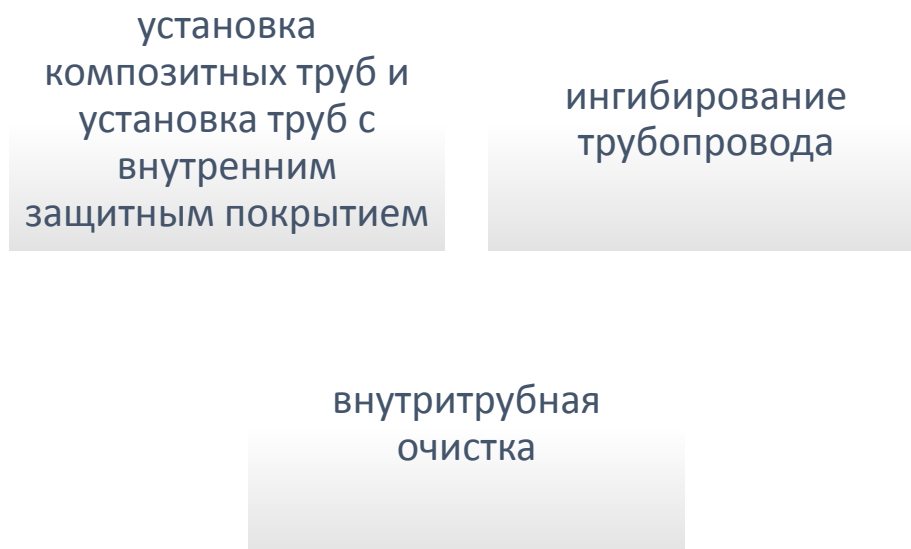


Рисунок 5.1 – Основные методы повышения надежности эксплуатации труб ОАО «Томскнефть»

Стоимость композитных труб более чем, на 70-50% выше стальных. Существует также проблема, которая связана с соединением трубопроводов с антикоррозийным защитным покрытием.

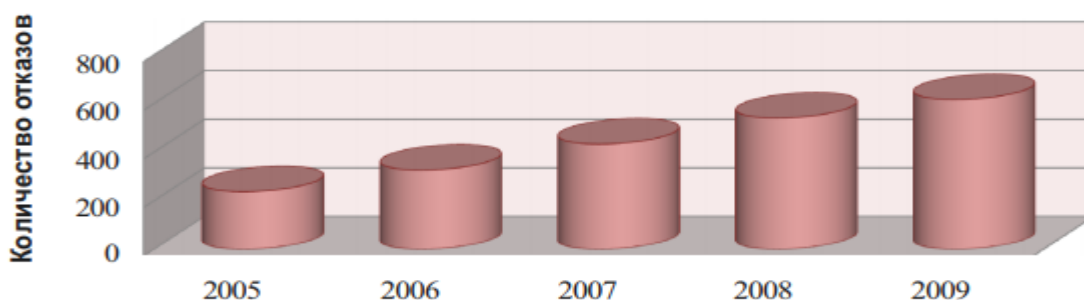


Рисунок 5.2 – Количество отказов промышленных трубопроводов, по годам

Представляется, что современных условиях наиболее эффективным будет применение внутритрубной очистки и подачи ингибитора, когда одновременно с очисткой закачивается реагент, а затем он подается в трубопровод.

Произведем расчет внедрения данной технологии, для этого произведем экономическое обоснование, на участке, протяженностью 15,5 км. Целесообразно проводить внутритрубную очистку на более длинных участках, чем на коротких, так как увеличивается протяженность очищенных трубопроводов, что даст возможность уменьшить число отказов трубопровода.



Рисунок 5.3 – Удельный вес затрат при ликвидации отказов промысловых трубопроводов ОАО «Томскнефть»

В таблице 5.1 представлены затраты на установку средств очистки и диагностики на исследуемом участке. Расчет произведем при ставке дисконтирования 10%, с учетом среднегодовой инфляции 5,4%. Срок применения технологии составит 10 лет.

Таблица 5.1 - Затраты на установку средств очистки и диагностики на исследуемом участке

Состав расходов	Сумма расходов, тыс. руб.
Камера приема скребка	2980
Камера запуска скребка	250
Затраты на монтаж и установку	780
Ежегодные расходы на обслуживание	120
Итого затрат	4130

Ликвидация одного отказа у исследуемой компании составляет 1020 тыс.руб.

Распределим затраты по периодам, результаты расчетов, можно представить следующим образом.

Таблица 5.2 – Дисконтированные денежные затраты по годам

Период	Коэффициент дисконтирования	Затраты, на внедрение
0	1	4130
1	0.9091	109.091
2	0.8264	99.174
3	0.7513	90.158
4	0.683	81.962
5	0.6209	74.511
6	0.5645	67.737
7	0.5132	61.579
8	0.4665	55.981
9	0.4241	50.892
Итого		4821.083

Дисконтированные денежные потоки по годам представлены в таблице 5.3

Таблица 5.3 - Дисконтированные денежные потоки по годам

Период	Коэффициент дисконтирования	A
1	0.8625	879.765
2	0.7439	758.811
3	0.6417	654.486

4	0.5534	564.504
5	0.4773	486.893
6	0.4117	419.953
7	0.3551	362.215
8	0.3063	312.416
9	0.2642	269.464
10	0.2279	232.417
Итого		4940.92

Экономическая эффективность от внедрения составит 4940.92 - 4821.08 = 119.84 тыс.руб.

Срок окупаемости – это минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

Таблица 5.4 -Данные для расчета срока окупаемости

Период	Затраты	Нарастающим итогом	Стоимость обслуживания	Нарастающим итогом
0	0	0	4130	4130
1	879.765	879.765	109.091	4239.091
2	758.811	1638.576	99.174	4338.264
3	654.486	2293.062	90.158	4428.422
4	564.504	2857.566	81.962	4510.384
5	486.893	3344.459	74.511	4584.894
6	419.953	3764.412	67.737	4652.631
7	362.215	4126.627	61.579	4714.21
8	312.416	4439.044	55.981	4770.191
9	269.464	4708.507	50.892	4821.083
10	232.417	4940.924		

В нашем случае капитальные вложения равны 4821.083 тыс.руб. По таблице 5.4 видно, что 4821.083 тыс.руб. покроеются суммарными результатами после 9 года. Это результат примерный, только в годах. Для уточнения периода окупаемости рассчитаем, за какой период будут покрыты все затраты после 9 года.

Нарастающим итогом= 4821.08-4708.51=112.57 тыс.руб.

Интегральный результат за 10 год: 232.417 тыс.руб. за 365 дней.

Окупаемость в днях для уточнения $=112.575/232.417 \cdot 365=177$ дней.

Следовательно, срок окупаемости внедренной технологии составит: 9 лет + 177 дня.

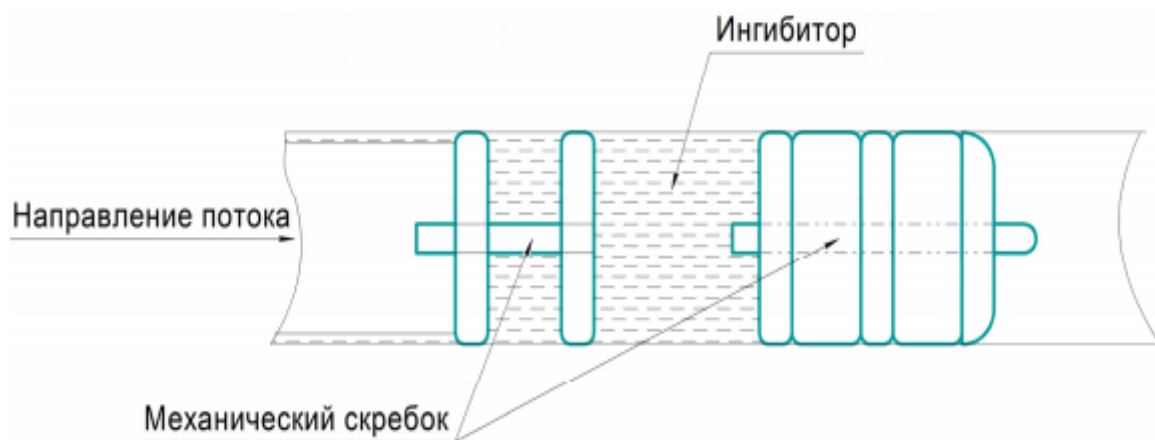


Рисунок 5.4 – Пробковая технология подачи ингибитора в промышленный трубопровод

Данный последовательный подход к применению пробковой технологии подачи ингибитора в промышленный трубопровод позволит снизить затраты на эксплуатацию трубопровода

Данный последовательный подход к применению пробковой технологии подачи ингибитора в промышленный трубопровод позволит снизить затраты на эксплуатацию трубопровода

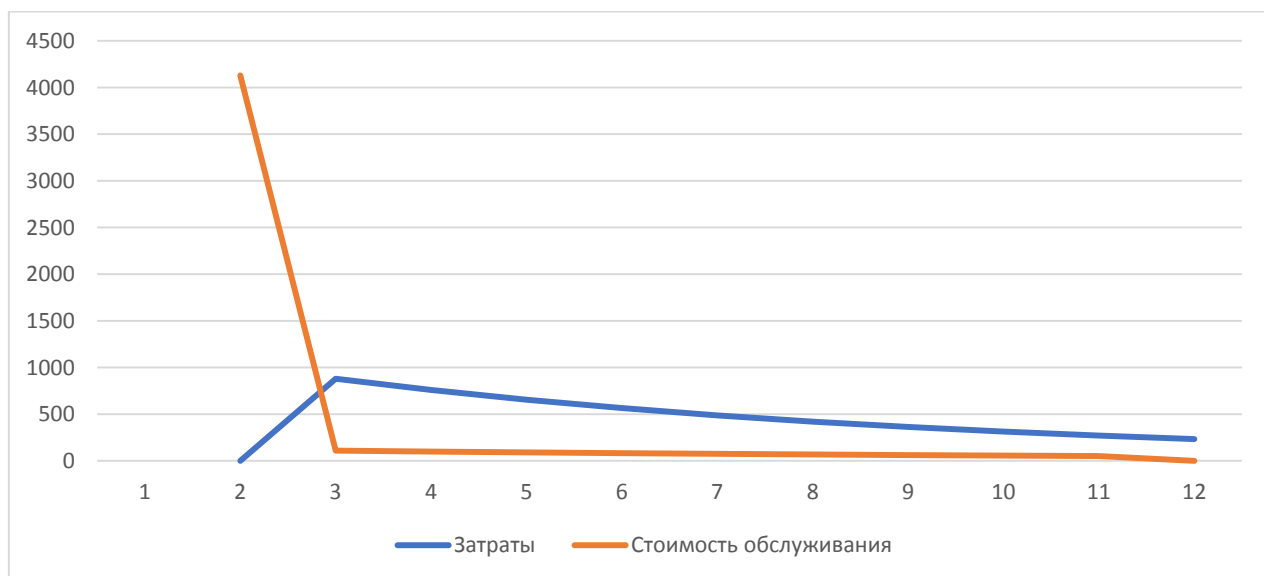


Рисунок 5.5 – Срок окупаемости проекта

Таблица 5.3 -Расчет порога рентабельности

Наименование показателя	Значение показателя
1.Выручка от реализации продукции, тыс. руб.	25642,11
2.Налогооблагаемый доход, тыс. руб.	10285,05
3.Себестоимость реализуемой продукции	14254,14
4.Сумма переменных затрат, тыс. руб.	8348,00
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	4592,00
6.Сумма маржинального дохода, тыс. руб.	16855,12
7.Доля маржинального дохода в выручке,%	65,73
8.Порог рентабельности, тыс. руб.	7074,41
9.Запас финансовой устойчивости, тыс. руб.	23704,21
- в процентах	57,49
- в натуральном выражении, тыс. руб	14742,11

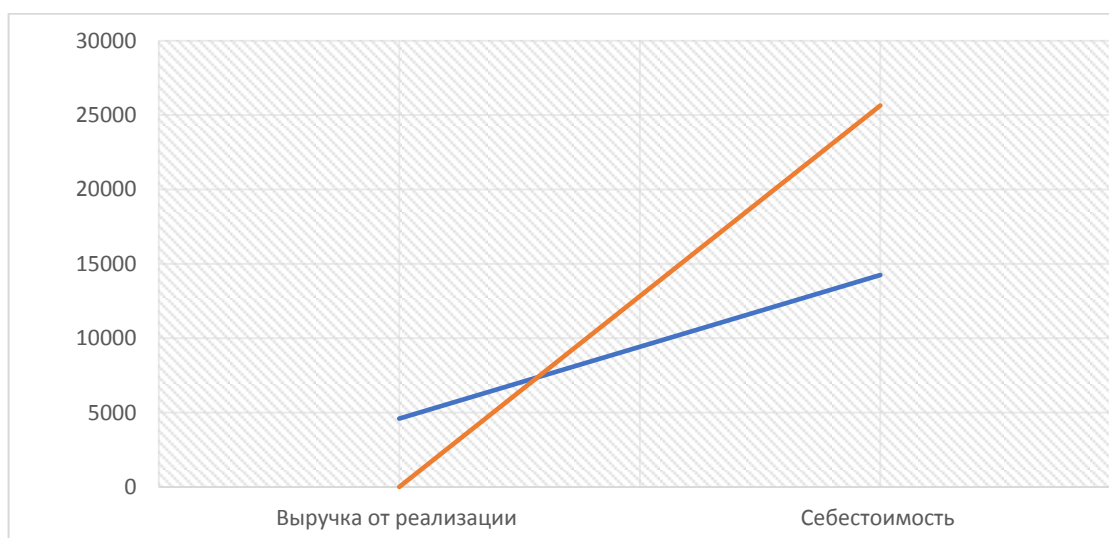


Рисунок 5.6 – График порога рентабельности

Вывод: в результате внедрения мероприятия увеличивается протяженность очищенных трубопроводов, что даст возможность уменьшить число отказов трубопровода на участке нефтепровода протяженностью 15,5 км, капитальные затраты на внедрение данного мероприятия составят 4821.083 тыс. руб. покроются суммарными результатами после 9 года, соответственно этот проект можно рекомендовать к внедрению.

6. Социальная ответственность

В целях реализации стратегии развития и достижения запланированного уровня добычи нефти и газа ОАО «Томскнефть» ВНК реализует обширную программу геолого-технических мероприятий, стремится к максимальной эффективности своей деятельности, применяет новейшие технологии и оборудование в производстве.

Объем добычи нефти ОАО «Томскнефть ВНК» на 2017 год составил около 10 миллионов тонн, газа - более 2 миллиардов кубометров. В 2018 году компания планирует сохранить импульс и продолжить активное бурение на производстве во всех регионах своей деятельности.

Социальная ответственность стала важным подходом к решению социальных и экологических проблем деятельности компании.

Компания стремится к устойчивому развитию, что является ключом к созданию рамок, которые приведут к экономическому росту, социальной справедливости и эффективному управлению ресурсами и окружающей средой. Концепция заключается в том, чтобы управлять своей деятельностью в предоставлении энергетических решений своим клиентам эффективным, безопасным и этичным образом, что минимизирует негативное воздействие на окружающую среду и улучшает качество жизни сообщества, способствует поддержанию целостности бизнеса.

Компания занимается различными видами деятельности, чтобы улучшить условия жизни людей, живущих рядом с его подразделениями.

Компания ОАО «Томскнефть» соблюдает требования законодательства, в том числе нормы международного права.

Отчеты об устойчивом развитии дают широкую перспективу в отношении социальных и экологических показателей компании, а также соответствующие последствия для бизнеса в целом, ее акционеров и сотрудников, и других заинтересованных сторон. Отчеты обеспечивают единое и всестороннее освещение политики компании в области охраны

здоровья, безопасности и защиты окружающей среды, региональных результатов социально-экономического развития, воздействия на местную среду и сообщества, социальной политики и вопросов обучения персонала, взаимодействия с государственными органами на всех уровнях и других сторон, спонсорства и благотворительная политика и т. д.

Компания всегда стремилась придерживаться высоких стандартов как в производстве, так и в социальных аспектах. Системный подход к реализации всей социальной политики, ориентированный на потребности сотрудников и членов их семей, ответственное деловое поведение, способствует стабильности и эффективности социальных инвестиций в группе компаний и в регионах деятельности.

На протяжении многих лет компания сохранила статус крупного работодателя в Российской Федерации, постоянно уделяя большое внимание сохранению безопасных и комфортных условий труда для сотрудников. Основные корпоративные социальные программы направлены на поддержку и пропаганду здорового образа жизни, улучшение условий жизни и качества жизни сотрудников и их семей, материальную поддержку ветеранов и пенсионеров.

ОАО «Томскнефть» ВНК является одним из крупнейших и наиболее важных промышленных предприятий в экономике Томской области. ОАО «Томскнефть ВНК» понимает степень влияния производственной деятельности на окружающую среду и население регионов производственной деятельности компании, работников компании и подрядчиков и реализует все необходимые меры для минимизации воздействия рисков.

В области промышленной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды ОАО «Томскнефть ВНК» соответствует требованиям российского законодательства и международного права. Для создания безопасной рабочей среды для своих сотрудников, а также для минимизации

риска несчастных случаев и несчастных случаев компания применяет новейшие технологии и самые современные методы производства.

В целях обеспечения постоянного улучшения результатов в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды ОАО «Томскнефть ВНК» разработало, внедрило и успешно управляет интегрированной системой управления, сертифицированной в соответствии с требованиями международных стандартов ISO 14001: 2004 «Экологические Системы управления Требования и рекомендации для использования »и OHSAS 18001: 2007« Системы управления охраной труда ».

Область сертификации интегрированной системы управления: «Добыча, подготовка нефти и попутного газа, поддержание пластового давления, межфазная и межпольная транспортировка нефтесодержащих жидких и газопроводов, а также коммерческая нефть и готовый газ».

Основным документом, который устанавливает вектор функционирования и развития интегрированной системы управления ОАО «Томскнефть ВНК», является Политика ПАО «НК» Роснефть» в области промышленной безопасности, охраны труда и защиты окружающей среды.

На официальном сайте компании ПАО «НК «Роснефть» содержится данные отчетности в соответствии с РСБУ и МСФО, которые содержат необходимые корректировки.

В соответствии с отчетностью МСФО компания имеет высокую долговую нагрузку, чистый долг компании составляет 29,2 млрд. долл. США. Так как почти 90% производственных издержек номинированы в национальной валюте (рублях), то компания получает высокие процентные доходы от снижения курса рубля. Общехозяйственные расходы компании существенно не меняются. Компания «НК «Роснефть» успешно контролирует операционные расходы (удельные операционные затраты добывающего сегмента 164 руб./ б. н. э.).

Компания «Роснефть» является лидером Российской нефтяной отрасли и крупнейшей нефтегазовой корпорацией мира. 15 июня 2016 года состоялось годовое собрание акционеров НК «Роснефть», на котором глава компании Игорь Сечин объявил об опережении других компаний Российской Федерации по показателю рыночной капитализации, а разрыв в стоимости со второй крупнейшей компанией России ПАО «Газпром» составляет более 5 млрд. долларов США. Результаты деятельности компании «Роснефть» признают ведущие инвестиционные аналитики и рейтинговые агентства.

История компании «Роснефть» напрямую связана с историей отечественной нефтяной промышленности. Основные предприятия «НК Роснефть» были созданы в советское время, при полномасштабном освоении нефтяных месторождений. В 1990-е управление нефтегазовыми активами, принадлежавшими Российской Федерации, осуществляло государственная компания «Роснефть».

Для нефтедобывающей промышленности характерно неравномерное размещение предприятий. 70% нефтедобычи сосредоточено в Западно-Сибирском, и почти 25% в Уральском и Поволжском экономических районах. В пределах Уральского федерального округа сосредоточено около 66,7 % общероссийских запасов нефти и около 6% мировых, а также этот округ является стратегической базой нефтедобычи РФ.

Приоритетным направлением развития является развитие нефтедобычи в зоне континентального российского шельфа, на котором сосредоточены гигантские по объемам запасов нефтяные и газовые месторождения, которые в совокупности составляют до 25% всех запасов нефти России, 50% разведанных запасов нефти на российском шельфе расположены в Баренцевом море, а запасы Арктического шельфа составляют около 99% всех разведанных месторождений.

Основной целью деятельности ПАО «НК «Роснефть» в области разведки и добычи на суше является поддержание добычи и максимальное

раскрытие потенциала уже действующих месторождений, рациональная реализация проектов для обеспечения устойчивой добычи и максимального коэффициента извлечения углеводородов, экономически обоснованная разработка нетрадиционных и сложных коллекторов, эффективный перевод ресурсов в запасы, создание новых кластеров нефтегазовой добычи.

В соответствии с результатами аудита, проведенного компанией DeGolyer & MacNaughton по классификации SEC, оценка до конца срока рентабельной разработки месторождений, по данным на 31.12.2015 года запасы углеводородов «Роснефти» составляют около 4,7 млрд. т н.э. Увеличение запасов составило 59 млн. т н.э. Обеспеченность запасами ПАО «НК «Роснефть» составляет около 19 лет.

Компания «НК «Роснефть» является глобальной энергетической компанией с основными активами в России. Компания также имеет активы в Венесуэле, Эквадоре, Кубе, Канаде, США, Бразилии, Норвегии, Германии, Италии, Алжире, Монголии, Китае, Вьетнаме, Туркменистане, Украине, Беларуси, ОАЭ.

Преимуществом компании «Роснефть» является наличие экспортных терминалов в Туапсе, Де-Кастри, Находке. Компания «Роснефть» проводит программы, которые обеспечивают соответствие мощностей планируемым объемам экспорта. В соответствии с тем, что процессы планирования улучшены, оптимизируются затраты, повышается эффективность экспорта продукции.

«Роснефть» проводит политику в области охраны окружающей среды, инвестиции, направленные в охрану окружающей среды, составили 44,7 млрд. руб, совокупные затраты на охрану окружающей среды составили 71,6 млрд. руб.

У компании есть собственная сбытовая сеть. Сеть действующих АЗС составляет 2557 станций (собственных и арендуемых).

«Роснефть» имеет долю 32% на рынке авиакеросина Российской Федерации, и занимается реализацией авиакеросина через 39 ТЗК.

«Роснефть» лидирует в области переработки нефти, объемы переработки компанией в 2015 году составили 84,7 млн. т, глубина переработки нефтепродуктов составляет до 66,5%.

Благодаря увеличению проходки в эксплуатационном бурении на 36% - до 7 млн метров - и вводу в эксплуатацию более 1800 новых скважин за год «Роснефть» установила новый рекорд в добыче углеводородов: 254 млн т н. э. Эффективность разведочного бурения увеличилась до рекордных 84% (это лучший показатель в нефтяной промышленности).

Компания «Роснефть» является мировым лидером по себестоимости добычи нефти. Удельные операционные издержки в области разведки и добычи составляют 2.1 доллара США на баррель нефтяного эквивалента.

Мультипликативный эффект одного рубля инвестиций в разведку и добычу углеводородов на шельфе дает до семи рублей роста ВВП. Объем инвестиций в нефтепереработку и нефтехимию в 2015 году составлял около 108 млрд рублей.

Заключение

Коррозия приводит к разрушению трубопровода, ухудшает качество прокачиваемого продукта. Кроме того, коррозия и отложения солей и парафинов повышают гидродинамическое сопротивление в трубах, что приводит к снижению эффективности прокачки нефти. Подводя итоги, можно сделать вывод о том, что коррозионные разрушения играют большую роль в экономическом развитии компании, поэтому защита трубопровода от внутренней коррозии является первостепенной задачей компании.

В работе были рассмотрены методы защиты Советско-Соснинского нефтяного месторождения, расположенного на границе Тюменской и Томской области, в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, такие как электрохимическая защита, проектная защита, применение защитных изоляционных покрытий, внутритрубная очистка и ингибирование коррозии.

Общим методом борьбы является использование так называемых ингибиторов коррозии, то есть веществ, которые при растворении в перекачиваемой среде реагируют с металлом труб, образуя на нем защитную пленку. Коррозионные ингибиторы могут быть растворимы в воде и в углеводородах, в ряде случаев используется комплекс ингибиторов. Также важно наблюдать концентрацию ингибиторов в перекачиваемом продукте, поскольку при их недостаточной концентрации положительный эффект не будет достигнут.

Сырая нефть, будь то тяжелая или легкая, не является проблемой, когда дело доходит до внутренней коррозии трубопровода. Фактически, сама она обладает многими антикоррозионными свойствами. Тем не менее, большая часть труб АО «Томскнефть» в настоящее время устарела, и эти трубы по-прежнему носят оригинальные покрытия, которые они получили десять, двадцать, тридцать или более лет назад. Эти старые покрытия могут растрескиваться и изнашиваться, поскольку условия окружающей среды

уменьшают их эффективность, открывая канал для воды, чтобы соприкоснуться со сталью и начинать наносить коррозионный ущерб.

В работе проведен анализ экономической эффективности применения методов ингибиторной защиты и внутритрубной очистки промысловых труб. На месторождении ингибиторной защите от внутренней коррозии подлежат защите нефтепроводы, в которых происходит расслоение транспортируемой жидкости на фазы с выпадением воды в виде отдельной фазы.

Коррозионный мониторинг на месторождении проводит подрядная организация, с целью оценки текущего состояния коррозионной агрессивности рабочих сред, контроля эффективности проводимых мероприятий по защите от коррозии и разработки рекомендаций по изменению технологии ингибирования и коррозионного мониторинга. Было установлено, что наиболее эффективным будет применение внутритрубной очистки и подачи ингибитора, когда одновременно с очисткой закачивается реагент, а затем он подается в трубопровод. В результате внедрения мероприятия увеличивается протяженность очищенных трубопроводов, что даст возможность уменьшить число отказов трубопровода на участке нефтепровода протяженностью 15,5 км, капитальные затраты на внедрение данного мероприятия составят 4821.083 тыс. руб., которые покроются суммарными результатами после 9 года, соответственно этот проект можно рекомендовать к внедрению.

Список использованных источников

1. Маркин А. Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практ. руководство. -Владивосток: Дальнаука, 2011. - 288 с.
2. Оценка влияния различных факторов на эффективность действия деэмульгаторов / Э.И. Ахметшина, Т.Ф. Космачева, Ф.Р. Губайдулин, С.Н. Судыкин // Нефтяная провинция. - 2015. - № 1. - С. 53-67.
3. МанакOVA Ю. В., Рябов В. Г., Ибраева Е. В., Закшевская Л. В., Сюр Т. А. Подбор эффективных реагентов для транспорта и подготовки нефти Южно-Хыльчужского месторождения // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2017. №2. С. 164-173.
4. Транснефть. Энциклопедия технологий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://discoverrussia.interfax.ru/wiki/59/>.
5. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А.Г. Немудров, В. Л. Юфин, Г.И. Яковлев. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Учебник для ВУЗов, 2-е изд., перераб. и доп. - М. Недра 1988. - 368 с.
6. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2030 г/ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 22 ноября 2009 г. № 1734-р [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>
7. Николаев А. К., Климко В. И. Выбор рациональной температуры подогрева высоковязкой и высокозастывающей нефти при перекачке по трубопроводу // Записки Горного института. 2016. №. С. 50-54.
8. Познышев Г. В. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. - М.: Недра, 1982. - 221 с.
9. "Лукойл" потерял полтора миллиарда долларов на неверной оценке запасов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://lenta.ru/news/2012/03/02/reserves/>.

10. Применение присадок при перекачке высокопарафинистых нефтей / Ю. В. Скрипников, Ю. А. Сковородников, Т. В. Антонова, Л. А. Фролова // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1973. - № 2. - С. 3-6.

11. ГОСТ 20287-91 Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://stroysvoimirukami.ru/gost-20287-91/>.

12. РД 39-30-139-79 Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях / Уфа, 1979 – 56 с.

13. Родин, А.А. Оптимизация транспорта высоковязких нефтей с подогревом и применением углеводородных разбавителей: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 /Родин Артем Александрович. – М., 2009. – 125 с.

14. Тетельмин, В.В. Реология нефти. Учебное издание / В.В. Тетельмин, В.А. Язев – М.: Граница, 2009. – 256 с.

15. Старков, Н.В. Зарубежный опыт теплоизоляции и подогрева горячих технологических трубопроводов. /Н.В. Старков // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. №4 / - 1983. – С.18-21.